英买区块2021年产能建设项目（一期）

环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2021年10月

目　　录

1 概述.....1

1.1 项目特点.....1

1.2 环境影响评价过程.....1

1.3 分析判定相关情况.....4

1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....5

1.5 环境影响评价主要结论.....5

2.总则.....7

2.1 评价目的与原则.....7

2.2 编制依据.....8

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....11

2.4 环境功能区划.....13

2.5 评价因子和评价标准.....14

2.6 评价工作等级和评价范围.....18

2.7 评价时段与评价重点.....25

2.8 控制污染与环境保护目标.....25

2.9 评价方法.....26

3.建设项目工程分析.....27

3.1 项目开发现状及环境影响回顾.....27

3.2 工程概况.....37

3.3 工程分析.....53

3.4 清洁生产水平分析.....66

3.5 污染物排放总量控制.....72

3.6 相关法规、政策符合性分析.....73

3.7 相关规划符合性分析.....79

3.8 选址、选线合理性分析.....80

3.9“三线一单”符合性分析.....81

4 环境现状调查与评价.....86
4.1 自然环境概况.....86
4.2 环境质量现状调查与评价.....90
5 环境影响预测与评价.....125
5.1 生态环境影响分析.....125
5.2 大气环境影响分析.....130
5.3 声环境影响分析与评价.....137
5.4 地表水环境影响分析与评价.....142
5.5 地下水环境影响分析与评价.....143
5.6 土壤环境影响分析.....151
5.7 固体废物影响分析.....155
5.8 环境风险评价.....157
6 环境保护措施及可行性论证.....173
6.1 施工期环境保护措施.....173
6.2 运营期环境保护措施.....180
6.3 退役期环境保护措施.....184
7 环境影响经济损益分析.....187
7.1 环保投资分析.....187
7.2 环境效益.....188
7.3 社会效益分析.....189
7.4 小结.....189
8 环境管理与监测计划.....191
8.1 环境管理制度.....191
8.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立.....192
8.3 环境管理计划.....194
8.4 污染物排放的管理要求.....198
8.5 环境监测.....199
8.6 施工期开展环境工程现场监理建议.....201
8.7 环保设施竣工验收管理.....202

9.结论与建议.....206

9.1 评价结论.....206

9.2 要求及建议.....212

附件：

附件1 《环评委托书》
附件2 《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部英买气田环境影响后评价报告书备案意见》
附件3 《关于英买力油气田群开发建设工程环境影响报告书的批复》
附件4 《关于英买力油气田群开发建设工程竣工环境保护验收意见的函》
附件5 《关于英买力潜山油藏地面工程环境影响报告书的批复》
附件6 《关于英买力潜山油藏地面工程竣工环境保护验收意见的函》
附件7 《关于英买力油气田群整体开发调整工程环境影响报告书的批复》
附件8 《英买力气田整体开发调整工程项目竣工环境保护验收调查报告评审见》
附件9 《关于对英买171H井钻井工程环境影响报告表的批复》
附件10 《关于对英古201井采油工程环境影响报告表的批复》
附件11 《关于塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程(哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块)环境影响报告书的批复》
附件12 《塔里木油田分公司英买油气开发部突发环境事件专项应急预案备案》
附件13 《监测报告》
附件14 《建设项目环境影响报告书审批基础信息表》

1 概述

1.1 项目特点

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积56万km^2，盆地周边被天山、昆仑山和阿尔金山所环绕，中部是有着“死亡之海”之称的塔克拉玛干沙漠，面积33.7万km^2，是世界上最大的流动性沙漠。

英买油气田地处塔克拉玛干沙漠北缘，主要包括英买力气田群和英买潜山油田，具体日常运行管理由塔里木油田分公司二级单位英买油气开发部负责。英买油气田坐标为东经80°53′～82°32′，北纬 40°54′～41°30′，面积5730km^2，行政区划上隶属于新疆阿克苏地区新和县、沙雅县和温宿县。英买油气田目前主要建设有英买处理厂1座、英买潜山联合站1座、集气站10座、转油站1座、油气水井302口及配套环保设施(固废填埋场、污水处理设施及污水池等)，油气田内部集输管网及道路。

目前，英买力油气田群有12个砂岩凝析气藏投入开发，油田有3个碳酸盐岩油藏、6个砂岩油藏投入开发。油气田投入开发探明地质储量：天然气$927.69\times10^8m^3$，凝析油+原油8417.11×10^4t。

本次开发区块位于英买油气田，行政隶属于阿克苏地区沙雅县、新和县。本项目主要建设内容为：①井场工程，新建井场2座（英西1井、YM171-1H井）；②管线工程，英西1井至YG201井集油管线8.25km，YM171-1H井至YM17-1井采气管道2.5km，YM17-1井至YM171-1H井燃料气管道2.5km，YM171-1H井至YM171H井输油管道1.2km。以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。

1.2 环境影响评价过程

本项目为油气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内，为老区块改扩建项目；依据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，阿克苏地区沙雅县、新和县属于水土流失重点治理区，涉及《新疆建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021

年）第三条中的环境敏感区。因此，本项目为《新疆建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年）中第7项陆地石油开采中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》，2021年7月5日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（委托书见附件1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。

受天合公司委托，新疆新环监测检测研究院（有限公司）对本项目区域大气、地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《英买区块2021年产能建设项目（一期）环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图1.2-1。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目施工期、运营期、退役期的环境保护管理依据。

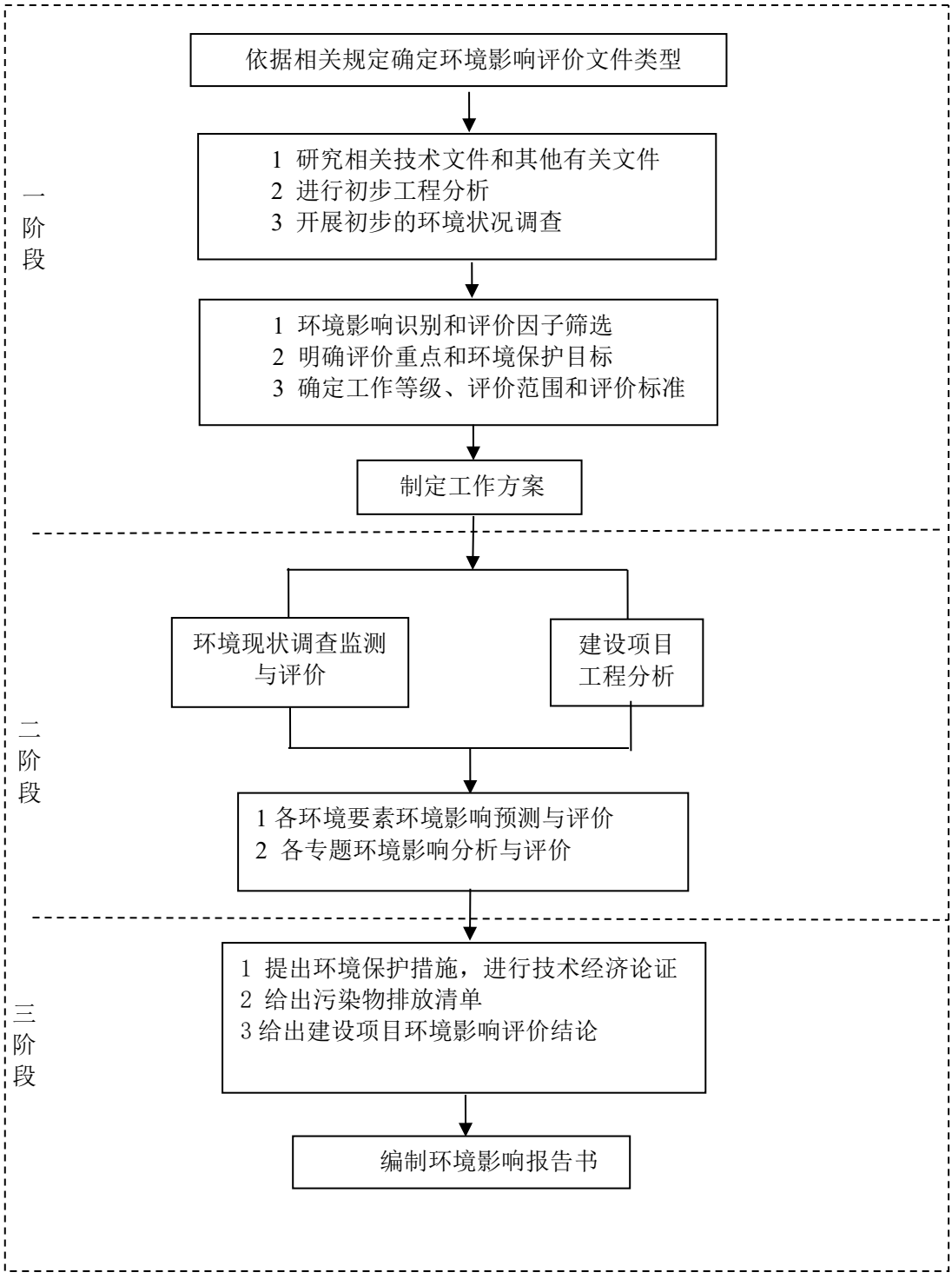


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》，“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家产业政策。

（2）规划符合性判定结论

本项目属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》和《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2016-2020）的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目位于塔里木油田矿权范围内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV3），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。本项目占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（3）选址合理性分析判定结论

本项目为老油区内滚动开发，符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建工程内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，符合新疆及阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。本项目土地利用类型为沙地、草地，项目区周边5km范围内无地表水分布，无长期居住人群。

本项目运营期废气主要为单井开采过程中排放的无组织挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（4）三线一单符合性判定结论

根据《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》，本项目位于一般管控单元内，项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足沙雅县生态环境准入清单重点管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

本项目符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目为油气开采项目，环境影响因素主要来源于油气开采、井下作业、集油、输油等各工艺过程，本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、井场永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，本项目评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：项目区内现状分布的动植物。

1.5 环境影响评价主要结论

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本项目属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。

本项目符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围，从环保角度分析，项目是可行的。

本项目采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

本项目生产过程中，井下作业、油气处理集输等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本项目的建设而发生明显改变。本项目建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本项目开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本项目建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及退役期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价本项目与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

（1）依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表2.2-1。

表2.2-1　　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014年修订）	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018年修订）	13届人大第7次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017年修订）	12届人大第28次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018年修订）	13届人大第7次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修订）	13届人大第17次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016年修订）	12届人大第21次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010年修订）	11届人大第18次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修订）	11届人大第25次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020年修订）	13届人大第12次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国野生动物保护法（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-10-26
13	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11届人大15次会议	2010-10-01
14	中华人民共和国突发事件应对法	10届人大第29次会议	2007-11-01
15	中华人民共和国防沙治沙法（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国土壤污染防治法	15届人大第5次会议	2019-01-01
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017年修订）	国务院令682号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修订）	国务院令687号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013年修订）	国务院令645号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014年修订）	国务院令653号	2014-07-29
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02
6	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37号	2013-9-10
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28
8	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22号	2018-06-27
9	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17号	2018-06-16

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令第16号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第4号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021年版）	生态环境部令第15号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019本）	国家发展和改革委员会令〔2019〕第29号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录(2021年)	国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号	2021-02-01
6	国家重点保护野生动物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号	2021-02-01
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103号	2014-01-01
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77号	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
14	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第37号	2016-01-01
15	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910号	2019-12-13
16	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1号	2020-03-19
17	危险废物经营许可证管理办法（2016修订）	国务院令第666号	2016-02-16
18	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告2013年第31号	2013-05-24
19	排污许可管理条例	国务院令第736号	2021-03-01
22	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
23	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
24	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发〔2015〕163 号	2015-12-10
25	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2015-05-27
26	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告2012年第18号	2012-03-17
27	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部2018第3号	2018-08-01
28	重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）	生态环境部2021第1号	2020-01-04
29	污染地块土壤环境管理办法（试行	生态环境部令2017第42号	2017-07-01
四	**地方法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例（2018年修订）	13届人大第7次会议	2019-01-01
6	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017年修订）	12届人大第29次会议	2017-05-27
7	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4号	2019-01-21
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发〔2007〕175号	2007-08-01
9	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字〔2000〕201号	2000-02-01
10	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194号	2002-11-16
11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1号	2017-01-01
16	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80号	2018-03-27
17	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20号	2018-12-20
19	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020年）》的通知	新政发〔2018〕66号	2018-09-29
20	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
21	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发2020〕142号	2020- 07-29
22	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表2.2-2。

表2.2-2　　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07

序号	依据名称	标准号	实施时间
7	环境影响评价技术导则 土壤环境	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
10	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
11	建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采	HJ612-2011	2011-06-01
12	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
13	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
14	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
15	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
16	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
17	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
18	陆上石油天然气开采工业污染物排放标准	GB39728-2020	2020-01-01
19	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2020-07-01
20	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
21	排放源统计调查产排污核算方法和系数手册		2021-06-11
22	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	DZ/T0317-2018	2018-10-01
23	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》	DB65/T 3997-2017	2017-05-30

2.2.3 其他

（1）英买区块2021年产能建设项目（一期）环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

（2）英买区块2021年产能建设项目（一期）相关设计资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括井场工程、集输管线等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场建设、管线敷设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表2.3-1。

表2.3-1　　影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场	占地、动植物影响	-

		管线建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		含油污泥	送有资质单位处置	
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

注：“- -”为负影响较大；“-”为负影响较小；“+ +”正影响较大；“+”为正影响较小。

2.3.2 评价因子

根据本项目环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表2.3-2。

表 2.3-2　　环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响 （2）对油田建设可能造成的土地沙化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析 （3）油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 （4）油田开发建设对生态景观的影响 （5）废弃井及废弃管道对生态环境的影响
土壤	基本因子：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中45项基本因子 特征因子：石油烃	石油烃
地下水	水位、pH值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发	石油类、COD、总硬度、氨氮、硝酸盐氮

	酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、氯化物、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-	
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、非甲烷总烃、H_2S
噪　声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废物	-	废弃钻井泥浆、岩屑、油泥、建筑垃圾、生活垃圾
环境风险	-	原油、硫化氢、甲烷等 （1）对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析 （2）结合当地的气象条件，对油田运营期间井场、输油管道可能发生的原油泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.2 水环境

项目所在区域属塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠北缘，无地表水体，故不对区域内地表水进行现状调查。

评价区地下水自然地质因素，属较差水质，不适宜直接饮用，经脱盐后可以作为生活、生产用水，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-93）中的III类标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值。

2.4.3 声环境

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为2类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于塔里木盆地暖温带荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H_2S参考执行《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³。指标标准取值见表2.5-1。

表2.5-1　　环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg/m³）			标准来源
		年平均	24小时平均	1小时平均	
1	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化氮（NO_2）	50	80	200	
3	细颗粒物（粒径小于等于2.5微米，$PM_{2.5}$）	35	75		
4	可吸入颗粒物（粒径小于等于10微米，PM_{10}）	70	150		
5	一氧化碳（CO）		4000	10000	
6	臭氧（O_3）		160	200	
7	氮氧化物（NOx）	50	100	250	
8	非甲烷总烃（NMHC）			2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	硫化氢（H_2S）			10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值

（2）水环境

评价区地下水自然地质因素，属较差水质，不适宜直接饮用，经脱盐后可以作为生活、生产用水，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类

标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值。地下水水质评价标准值见表2.5-2。

表2.5-2　　地下水质量标准值　　单位：mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤15	20	钠（mg/L）	≤200
2	嗅和味	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL或CFU/100mL）	≤3.0
3	浑浊度（NTU）	≤3	22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤1.0
5	pH（无量纲）	5.5≤pH＜6.5	24	硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤20.0
6	总硬度（以$CaCO_3$计）（mg/L）	≤450	25	氰化物（mg/L）	≤0.05
7	溶解性总固体	≤1000	26	氟化物（mg/L）	≤1.0
8	硫酸盐（mg/L）	≤250	27	碘化物（mg/L）	≤0.08
9	氯化物（mg/L）	≤250	28	汞（mg/L）	≤0.001
10	铁（mg/L）	≤0.3	29	砷（mg/L）	≤0.01
11	锰（mg/L）	≤0.10	30	硒（mg/L）	≤0.01
12	铜（mg/L）	≤1.00	31	镉（mg/L）	≤0.005
13	锌（mg/L）	≤1.00	32	铬(六价)（mg/L）	≤0.05
14	铝（mg/L）	≤0.20	33	铅（mg/L）	≤0.01
15	挥发性酚类(以苯酚计)（mg/L）	≤0.002	34	三氯甲烷（μg/L）	≤60
16	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3	35	四氯化碳（μg/L）	≤2.0
17	耗氧量（COD_{Mn}法，以O_2计）（mg/L）	≤3.0	36	苯（μg/L）	≤10.0
18	氨氮（以N计）（mg/L）	≤0.50	37	甲苯（μg/L）	≤700
19	硫化物（mg/L）	≤0.02	38	石油类（mg/L）	≤0.05

（3）声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准，即昼间60dB（A），夜间50dB（A）。

（4）土壤环境

根据项目所在区域环境特征，油田内井场等建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1筛选值标准。见表2.5-3。井场外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值，见表2.5-4。

表2.5-3　　建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值

1	pH	无量纲	-	24	三氯乙烯	mg/kg	2.8
2	砷	mg/kg	60	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
3	镉	mg/kg	65	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	苯	mg/kg	4
5	铜	mg/kg	18000	28	氯苯	mg/kg	270
6	铅	mg/kg	800	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
7	汞	mg/kg	38	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
8	镍	mg/kg	900	31	乙苯	mg/kg	28
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	苯乙烯	mg/kg	1290
10	氯仿	mg/kg	0.9	33	甲苯	mg/kg	1200
11	氯甲烷	mg/kg	37	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	邻二甲苯	mg/kg	640
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	硝基苯	mg/kg	76
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	苯胺	mg/kg	260
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	2-氯酚	mg/kg	2256
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
17	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	䓛	mg/kg	1293
21	四氯乙烯	mg/kg	53	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	萘	mg/kg	70
				47	石油烃	mg/kg	4500

表 2.5-4　　农用地土壤污染风险筛选值　单位：mg/kg

序号	监测因子	标准值
1	pH 值	pH＞7.5 时各因子风险筛选值
2	砷	25
3	镉	0.6
4	铬	250
5	铜	100
6	铅	170
7	汞	3.4
8	镍	190
9	锌	300
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500

2.5.2 污染物排放因子及标准

（1）废气

加热炉废气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）污染物控制要求；非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放

标准》(GB39728-2020)度限值；H_2S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表2.5-5。

表2.5-5　　大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）（表2）	标准来源
NOx	200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
SO_2	50	
烟尘	20	
非甲烷总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)浓度限值
H_2S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准

（2）废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）规定：在相关行业污染物标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012》等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

项目运营期产生的采出水依托英买处理厂、英买潜山联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率＞1.5μm²的有关标准，标准值见表2.5-6。工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

表2.5-6　　《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率（μm²）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间70dB（A），夜间55dB（A））；

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准（即昼间60dB（A），夜间50dB（A））。

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单（环境保护部公告2013年第36号）。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为油气集输过程烃类废气。排放污染物主要有非甲烷总烃（NMHC）。

根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取非甲烷总烃（NMHC）为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率P_i及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离$D_{10\%}$。其中P_i定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}} \times 100\%$$

式中：P_i——第i个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第i个污染物的最大1h地面环境空气质量浓度，μg/m³；

C_{oi}—环境空气质量标准，μg/m³。

注：C_{oi}一般选用GB3095-2012中1小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有8h

平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按2倍、3倍、6倍折算为1h平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表2.6-1。

表2.6-1　　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	P_{max}≥100%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

估算模式所用参数见表2.6-2。

表2.6-2　　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		36.8
最低环境温度/℃		-32.0
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

估算结果详见表2.6-3。

表2.6-3　　估算模式计算结果表

参数名称	单位	SO_2	NOx	烟尘	NMHC
下风向最大落地浓度	mg/m³	0.671	24.766	3.308	0.18
最大浓度出现距离	m	87	87	87	180
评价标准	mg/m³	50	200	20	4
最大占标率	%	0.12	1.24	0.16	4.6
D10%	m	0	0	0	0

表2.6-3的计算结果表明，非甲烷总烃最大占标率Pmax为4.6%，1%≤Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本项目特点，最终确定将开采井场为中心，外延2.5km作为大气环境评价范围。具体见图2.6-1评价范围图。

2.6.2 地下水

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录A地下水环境影响评价行业分类表（表2.6-4），本项目属石油、天然气开采项目，为I类项目。本项目周围不存在集中式饮用水源地，不位于区内集中式饮用水水源的补给径流区，项目场地不涉及分散式饮用水水源地，区域地下水划分为不敏感，依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表2.6-5、表2.6-6），确定本项目地下水评价等级为二级。

表2.6-4　　地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	I类	

表2.6-5　　地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

表2.6-6　　地下水环境影响评价工作等级划分

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

（2）评价范围

按照导则要求，调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水的基本流场特征，满足地下水环境影响预测与评价为基本原则。因此判定本项目地下水评价范围以井场为中心，东、南、西、北以区块边界外扩约3km。管线边界两侧200m范围。评价范围见图2.6-1。

2.6.3 地表水

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。但是本项目评价区内无地表水体，在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级B。

2.6.4 生态

（1）评价等级

本项目总占地面积为9.8108hm^2，以荒漠生态系统为主。本次评价将生态敏感性定为一般区域。本项目占地范围在2~20km^{2}之间，按工程占地范围判定，评价等级为三级评价；项目新建集输管线等线性工程的长度小于11.95km（燃料气管线与集输管线同沟敷设），按工程长度判定，评价等级为三级评价；根据《环境影响技术评价技术导则—生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，当工程占地或长度分别属于两个不同评价工作等级时，原则上应按其中较高的评价工作等级进行评价。综上，本项目生态评价工作等级定为三级。

表2.6-7　　生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（水域范围）		
	面积≥20km^{2}或 长度≥100km	面积2-20km^{2}或 长度20-100km	面积≤2km^{2}或 长度≤50km
特殊生态敏感性	一级	一级	一级
重要生态敏感性	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）评价范围

油田开发生态影响包括直接影响和间接影响，因此，本项目生态评价范围为：将井场等外围扩展2.0km，集输管线两侧各0.2km带状区域的范围，进行重点评价。评价范围见图2.6-1。

2.6.5 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本项目突发环境事件风险物质主要是原油、天然气（甲烷）、H_2S等，分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）附录B中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量2500t；硫化氢临界量2.5t；甲烷临界量10t。本项目主要风险单元为密闭集输单元。

根据HJ169-2018附录C，按下式计算本项目涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \cdots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：　q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当Q＜1时，该项目环境风险潜势为I。当Q≥1时，将Q值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

通过计算，工程区危险物质数量与临界量比值Q=0.1030。本项目Q＜1，环境风险潜势为I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）评价工作等级划分要求，确定本项目环境风险评价等级为简单分析。见表2.6-8。

表2.6-8　　环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
A是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录A。				

2.6.6 声环境

本项目噪声源主要包括施工期施工机械噪声、生产运行期井场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的2类标准，且噪声源周围200m没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外200m作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为各井场边界、管线两侧向外扩200m作为评价范围。评价范围见图2.6-1。

2.6.7 土壤环境

从油田对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目，项目区周边不存在一般耕地、牧草地等土壤环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，土壤敏感程度为“不敏感”。油田开发属于I类项目，本项目占地9.8108hm^{2}属小型（<5 hm^2）因此评价工作等级划分为二级。土壤评价等级划分依据见表2.6-9。

表2.6-9　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

根据评价工作等级，并结合本项目特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为井场边界及管线两侧向外扩展0.2km范围。评价范围见图2.6-1。

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

（1）生态环境影响评价；

（2）地下水环境影响评价；

（3）固体废物影响评价；

（4）环境风险影响评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据工程排污特点和周围环境情况，确定本评价污染控制及保护环境的目标为：工程建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证拟建项目污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化处置），使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。项目建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表2.8-1。

表2.8-1　　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
1	生态环境	野生保护动植物	评价范围内	尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物
2	大气环境	评价范围内环境空气	评价范围内	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准
3	地下水	评价范围内地下水	井区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
4	土壤环境	评价范围内土壤	井区、管线及周边	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值
5	声环境	项目区声环境	井区、管线及周边	《声环境质量标准》（GB3096—2008）中2类标准
6	环境风险	项目区土壤、地表水、地下水	油区内部	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.9 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表2.9-1。

表2.9-1 评价内容一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
1	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
2	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法
3	影响评价	类比分析法、数学模式法、物理模型法

3.建设项目工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

英买油气田地处塔克拉玛干沙漠北缘，主要包括英买力气田群和英买潜山油田，具体日常运行管理由塔里木油田分公司二级单位英买油气开发部负责。

英买力油气田位于新疆维吾尔自治区阿克苏市温宿县与新和县，塔里木盆地北部，经过多年开发建设，英买力气田共建成13个区块，分别为玉东2、羊塔1、羊塔5、英买7、英买21、英买17、英买23、羊塔2、英买46、英买463、羊塔3、玉东7、玉东1区块。

英买力潜山油藏地面工程位于天山南麓塔里木盆地北缘，塔克拉玛干沙漠北部，新和县与沙雅县境内，英买力潜山油藏共建成7个区块，分别为英买1、英买2、英买7、英买32、英买34、英买35、英买41。

开发现状图见图3.1-1。

3.1.2“三同时”执行情况

根据《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部英买气田环境影响后评价报告书》（备案意见：新环环评函〔2021〕218 号，附件 2）环保手续梳理情况，本项目主要依托工程“三同时”执行情况见表 3.1-1（具体见附件 3-11）。

表 3.1-1　英买油气田开发现状环评及验收情况一览表

序号	建设项目名称	环评手续			验收手续		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	英买力油气田群开发建设工程	原国家环境保护总局	环监[2007]336 号	2007 年 8 月 27 日	原国家环境保护部	环验[2010]23 号	2010 年 1 月 21 日
2	英买力潜山油藏地面工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2010]251 号	2010 年 5 月 17 日	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]673 号	2014 年 6 月 3 日
3	英买力油气田群整体开发调整工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2015]699 号	2015 年 6 月 23 日	英买油气开发部自主验收	油英买质健安环委[2019]3 号	2019 年 7 月 22 日

根据《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部英买气田环境影响后评价报告书》中对英买油气田环评手续进行梳理，英买油气田纳入区块环评的单井钻井数量共计 169 口，单独做过单井钻井环评的数量为 38 口，环评中钻井数量总计 207 口。根据统计数据，英买油气田现有生产井共计 206 口，少于环评钻井数量 207 口，因此将区块内现有单井钻井全部纳入原有区块进行管理。本项目现有单井及依托工程“三同时”执行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2　现有单井“三同时”情况汇总表

序号	区块	井号	井别	环评手续			验收手续		
				审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	英买 17 区块	YM17-1	废弃井	原国家环境保护总局	环审[2007]336 号	2007 年 8 月 27 日	原环境保护部	环验[2010]23 号	2010 年 1 月 21 日
2		YM171-1H	生产井	/	/	/	/	/	/
3		YM171H	生产井	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2015]36 号	/	自主验收	/	/
4	英买 2 区	YG201	生产井	阿克苏地区生态环境	阿地环函字	/	/	/	/

	块			局	[2018]276号				
5		英西1	/	/	/	/	/	/	/
6	英买处理厂		/	原环境保护总局	环审[2007]336号	2007年8月27日	原国家环境保护部	环验[2010]23号	2010年1月21日
7	英买潜山联合站		/	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2010]251号	2010年5月17日	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]673号	2014年6月3日
8	英买力油气田钻试修废弃物环保处理站		/	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1626号	/	自主验收	/	/
9	英买7固废场		/	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017]656号	/	自主验收	/	/

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

结合英买油气田开发部英买油气田环境影响后评价调查结论和环评工作组现场调查情况，本节分环境要素对现有工程进行回顾性分析评价。

（1）生态环境影响回顾评价

①植被环境影响回顾分析

营运期由于占地活动的结束，项目基本不会对植被产生影响。工程结束后，塔里木油田分公司承担其恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，设置草方格，防止土地沙漠化。气田区临时占地的植被已逐渐得到恢复，占地造成的影响逐步得以恢复。

②区域景观生态影响回顾分析

景观格局的变化在于外界的干扰作用，这些干扰作用往往是综合的和累积的，它包括自然环境、各种生物以及人类社会之间复杂的相互作用。

在《新疆生态功能区划》(新疆维吾尔自治区环境保护局2003年9月)中，英买油气田区域属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区，区域主要的生态问题是：土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染。

由于油气田持续滚动开发特点，英买油气田工矿和交通用地面积逐渐增加，戈壁和盐碱地等面积有所减少。但从整个区域各类土地利用类型面积看，戈壁和

盐碱地占比仍远远高于工况和交通用地面积。油气田开发过程并未造成区域荒漠化扩大趋势；也未造成大面积的植被破坏。油气田开发过程中永久性占地主要为戈壁，戈壁荒漠被永久性地构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观减少了，对于整个油气田开发区来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。根据现场踏勘，油气田开发过程并未造成区域荒漠化扩大趋势；也未造成大面积的植被破坏，未对区域景观生态造成明显影响。

③生态保护措施回顾

英买油气田主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等。

根据现场调查，英买油气田基本按照环评批复及验收意见要求进行生态修复。对原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复，对井场永久占地范围内地表结合区域特点，铺设砂石和采取必要的硬化措施，减少了侵蚀量。站场周围以草方格固沙，防止侵蚀加剧。

综上所述，项目前期开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，对英买油气田进行了绿化及生态治理，因此，英买油气田在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要应防范因为地表扰动等造成的沙漠植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对沙地的扰动，继续加强区域绿化工作的推进。

（2）水环境影响回顾评价

油气田开发过程中可能造成地下水污染的途径一般有两种，一种是直接污染，另一种是间接污染。

油气田采出水经污水处理装置处理，水质满足回注标准要求后，根据井场注水需要回注地层；生活污水经化粪池预处理后，进入生活污水处理装置处理，冬储夏灌，正常情况下不会对地下水产生污染影响。油气开采过程中产生的落地原油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

通过对英买气田的地下水监测资料的收集分析，近10年内各潜水监测点中石油类满足《地表水质量标准》(GB3838-2002)III类标准，其余监测因子除浑浊度、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氨氮、硝酸盐氮、碘化物、耗氧量、氟化物外均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准类标准，以上监测因子超标与区域地下水埋深浅、蒸发量大、矿化度较高、存在地表水补给等原因有关。经对比区域历年地下水监测结果，项目区地下水水质与油气开采活动无明显相关，水质整体趋势较稳定。

（3）大气环境影响回顾评价

英买气田作业过程中排放的废气包括两类：燃料燃烧废气与工艺废气。燃料燃烧废气主要来自于锅炉、加热炉所排放的烟气，主要污染物为SO_2、NO_x及烟尘；工艺废气主要来源于火炬放空、储罐大小呼吸气排放及原油、天然气生产和集输过程中的烃类泄漏和挥发，主要污染物为非甲烷总烃。

根据英买作业区前期环评报告预测结果，加热炉烟气、导热油炉烟气及烃类的无组织挥发对区域环境的贡献值较小，不会使环境空气中现有的污染水平有较大的增加。

英买作业区燃料废气主要来自燃烧天然气产生的废气。燃料主要为净化后的天然气，天然气燃烧后产生的废气通过烟囱排放。

英买作业区工艺废气主要来自火炬放空气(长明灯)和大罐呼吸气。由于天然气不含硫，故该片区无脱硫装置，火炬放空天然气(长明灯)直接点燃，燃烧产生废气直接排入大气中。该片区无大罐抽气装置，产品原油等仅在罐区内进行周转，不长期储存。

根据《英买油气开发部环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据，监测期间各监测点加热炉或导热油炉烟气中烟尘、SO_2、NO_X排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各监测点场界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)浓度限值要求，无组织硫化氢、氨、臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新改扩建项目二级标准要求，说明各加热炉有组织废气污染防治措施、各站

场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及验收意见落实。

（4）声环境影响回顾评价

监测期间各站场四周边界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的3类标准要求，说明本工程已采取的噪声控制措施治理效果明显，已采取措施基本可行。

（5）土壤环境影响回顾评价

根据油气田开发建设的特点分析，英买油气田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如处理站、集气站、井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，营运期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线爆管泄漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在0～20cm的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

英买油气田主要土壤类型为盐土。以英买地区历年的土壤监测数据为依据，英买油气田大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油气田的开发建设而明显增加。

（6）固体废物环境影响回顾评价

根据环评分析，项目对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。

危险废物主要包括修井油泥、管线刺漏含油污泥、处理站含油固体废物(污水处理装置油泥和罐底油泥)；一般工业固体废物包括钻井废弃泥浆及岩屑、建筑垃圾等；生活垃圾主要为各生活点产生的生活垃圾。

其中含油类危险废物在危险废物贮存池暂存，最终送有资质的危废处置单位进行处理；钻井废弃物在井场泥浆池或集中修建的固体废物处理场自然干化后填埋处理，处理后泥浆池及固体废物处理场上方覆1m左右的土层，并恢复自然原貌；建筑垃圾等一般工业固废送附近固废填埋场工业固废池进行填埋；生活垃圾经收集后送附近固废填埋场生活垃圾填埋池进行填埋。

根据现场踏勘并结合后评价期间调查结果，含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移联单管理办法》(原国家环境保护总局令第5号)，并于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保处备案。钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后填埋处理，钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾送附近固废填埋场工业固废池进行填埋。英买力含油类危险废物由库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置，并与其签订处置协议。

3.1.4 已建工程三废排放情况

根据英买油气开发部2020年例行监测报告、《英买油气开发部环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据及类比分析核算结果，现有工程污染物年排放情况见表3.1-3。

表3.1-3　　现有工程污染物排放情况一览表　　单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	烟尘	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	1.017	1.148	39.636	5.894	0	0

3.1.5 存在环保问题及整改措施

目前，英买气田区域已开展后评价工作并完成备案，根据各区块后评价报告，具体存在的问题及整改情况汇总如表3.1-18。尚未整改的问题主要包括：

①重点场站、储罐、装卸区密封点的VOCs的控制和管理措施不够完善；

②固废填埋场、生活垃圾填埋场地下水监测井数量不满足规范要求，且未进行定期跟踪监测；

③有部分生产井场临时占地未及时恢复；部分退役油气井未及时实施封井；

整改方案：目前存在的问题已纳入英买油气开发部整改计划中，已落实到具体的责任部门。具体存在的问题及整改措施见表3.1-4，建议塔里木油田分公司尽快对存在的环境问题进行整改，并对整改后的问题进行验收

根据收集的资料以及现场踏勘情况可知，英西1、YM171-1H井场内设有采油树等地面设施。现有工程对生态环境产生的影响主要是占地带来的影响，目前现有井场已平整，无明显泥浆痕迹，应急池、主(副)放喷池等已进行清理、回填。英西1、YM171-1H井钻井工程临时占地处于自然恢复状态，但由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差。

表3.1-4　　现有区块存在的问题、整改措施情况一览表

整改项目	整改对象	存在问题	整改措施	验收标准	时限要求	投资额及资金来源	责任单位	目前状况
废气	VOCs治理	油气无组织排放量较大	根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》中储罐控制要求、储罐运行维护要求，VOCs物料转移和输送无组织排放控制要求，挥发性有机液体装载要求完善相关管理	/	持续开展	/	英买油气开发部	正在实施过程中
废水	固废填埋场、生活垃圾填埋场	地下水监测井数量不满足规范要求，且未进行定期跟踪监测	根据《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB 16889-2008)和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)及其修改单(环保部公告2013第36号)中有关环境和污染控制要求，结合油气田内现有固废填埋场分布及建设情况，补充地下水跟踪监测井，满足标准要求，并建立跟踪监测制度	《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB 16889-2008)和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)及其修改单	长期开展	/	英买油气开发部	正在实施过程中
生态	部分生产井	有部分生产井场临时占地未及时恢复	对井场两侧遗留的钻井期间的放喷池，池内的岩屑进行清理，池体填平	处理过程符合环保部门要求	持续开展	/	英买油气开发部	正在实施过程中
	部分退役油气井	部分退役油气井未及时实施封井	对于永久停用、拆除或弃置的各类井及时实施封井，开展生态修复工作	处理过程符合环保部门要求	持续开展	/		

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：英买区块2021年产能建设项目（一期）

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

拟建项目区位于英买油气田，地处塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠北缘，行政区划属阿克苏地区沙雅县、新和县管辖，YM17-1H距新和县城区东北部约60km，英西1井距沙雅县东北部约70km。YM171-1H井地理坐标E81°59′45.00″,N41°15′15.00″；英西1井地理坐标E82°2′47.00″,N40°56′32.00″。

3.2.1.3 建设规模

本项目主要建设内容为：①井场工程，新建井场2座（英西1井、YM171-1H井）；②管线工程，英西1井至YG201井集油管线8.25km，YM171-1H井至YM17-1井采气管道2.5km，YM17-1井至YM171-1H井燃料气管道2.5km，YM171-1H井至YM171H井输油管道1.2km。以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。结合产量预测及井位，本工程全部依托现有计转站，油气外输及处理均依托已有地面设施。

3.2.1.4 工程组成

本项目组成包括2口部署井的井场工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防、防腐、热工、道路等工程。项目工程组成见表3.2-1。

表3.2-1　　工程组成一览表

序号	项目名称	内容		单位	总计	备注
2	地面工程	井场		座	2	新建英西1井、YM171-1H井井场。井场永久占地规模38m×33m。
		集输管线	单井输油管线	km	9.45	
			单井采气管线	km	2.5	
			燃料气管线	km	2.5	
		集输加热	加热节流撬	座	1	额定负荷315kW
4	公用及	自动化	井场RTU	套	2	

序号	项目名称	内容		单位	总计	备注
	配套工程	控制				
		供电	采油井场供配电	套	2	
		通信工程	井场数据及视频传输	套	2	
		供水	生产、生活用水	依托英买处理厂，英买潜山联合站生活公寓。		
5	依托工程	英买处理厂		本项目YM171-1H井新增油气产能依托英买处理厂处理，设计规模为凝析油稳定(含油、气、水的分离)为1400t/d，天然气处理能力为700×$10^4$$m^3$/d。		
		英买潜山联合站		本项目英西1井新增产能依托英买潜山联合站处理，英买潜山联合站原油分离、脱水规模45×10^4t/a，生产废水处理规模4000m^3/d,废水回灌规模4000m^3/d。		
		英买力油气田钻试修废弃物环保处理站		本项目井下作业废液依托英买力油气田钻试修废弃物环保处理站处理。		
		英买7固废场		目前英买7固废场4个固废填埋池，目前填埋工业固废为3000m^3，工业固废富余处理能力为5000m^3，可以满足本工程处理需求。		

3.2.1.5 工程投资

本项目总投资为3392.51万元，其中环保投资336万元，占总投资9.9%。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托现有英买油气开发部工作人员，井场无人值守。

3.2.2 油气水物性

（1）天然气

采出液中天然气组成见表3.2-2。

表3.2-2 天然气组成及物性表，参考YM17-1井数据

组分名称	组分含量（摩尔分数）/%	组分名称	组分含量（摩尔分数）/%
甲烷	83.76	庚烷	0.1221
乙烷	8.299	辛烷及更重组分	0.0116
丙烷	2.094	氮气	3.307
异丁烷	0.5126	氧气	0.4229
正丁烷	0.6769	二氧化碳	0.1261
异戊烷	0.2682	硫化氢	0.0000

正戊烷	0.1961	取样含空气	/
己烷	0.2050		
硫化氢/（mg/m³）		0	
水露点/℃		/	
总硫（以硫计）/（mg/m³）		/	
汞含量/（μg/m³）		/	
平均分子量=19.31		相对密度=0.6668	
临界温度（K）=206.8		临界压力（KPa）=4560.3	
20℃理想体积高位发热量（MJ/m³）=41.08		20℃理想体积低位发热量（MJ/m³）=37.18	
备注	根据用户委托，对天然气组分、密度、高位发热量、硫化氢进行分析。		

(2)凝析油

地面凝析油低粘度、低凝固点、高含蜡、不含或微含胶质+沥青质的轻质油。凝析油含蜡平均 20.4%；沥青质平均 19.26%，具体参数见表 3.2-3。

表 3.2-3　　本项目油品物性表，参考 YM17-1 井数据

20℃密度，g/cm³	/	馏程			
50℃密度，g/cm³	/	收率%（m/m）	温度℃	收率%（m/m）	温度℃
50℃运动粘度，mm²/s	/	初馏点	/	55	/
50℃运动粘度，mPa/s	/	5	/	60	/
水含量，%	37.800	10	/	65	/
沉淀物，%	/	15	/	70	/
酸值，mgKOH/g	/	20	/	75	/
盐含量，%	/	25	/	80	/
开口闪点，℃	/	30	/	85	/
闭口闪点，℃	/	35	/	90	/
凝点，℃	48.0	40	/	95	/
析蜡点，℃	56	45	/	终馏点	/
残碳，%	/	50	/	/	/
灰分，%	/	以下空白			
蜡含量，%	20.4				
胶质，%	1.95				
沥青质，%	19.26				
硫含量，%	0.369				
37.8℃饱和蒸汽压，KPa	/				
硫化氢含量 mg/kg	/				
备注	样品粘度高，不满足密度、粘度项目分析条件。				

(3)地层水

采出水为 $CaCl_2$ 型，氯离子 Cl^-含量 170400mg/L，总矿化度 274900mg/L，pH 值为 7.45，密度为(1.13～1.18)g/cm³。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

根据本项目的地理位置、油井分布、原油物性及产能规模，并结合现状地面设施能力和原油总体流向，总体布局上不考虑新建集中处理站，就近充分利用现有的原油脱水、污水处理等地面设施能力。

本项目部署井直接进入已建站场处理，油气均依托已建系统进行集输，对部分站间管线建设、对新井进行单井集输管线建设。

本项目主要建设内容为：①井场工程，新建井场 2 座（英西 1 井、YM171-1H 井）；②管线工程，英西 1 井至 YG201 井集油管线 8.25km，YM171-1H 井至 YM17-1 井采气管道 2.5km，YM17-1 井至 YM171-1H 井燃料气管道 2.5km，YM171-1H 井至 YM171H 井输油管道 1.2km。以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。结合产量预测及井位，本工程全部依托现有计转站，油气外输及处理均依托已有地面设施。

各部署井基本情况表见表 3.2-4。

表 3.2-4 各部署井基本情况表

序号	井名	区块	进站	本次管线建设情况
1	英西 1 井	英买 2 区块	英买 2 转油站	新建
2	YM171-1H	英买 17 区块	英买 17 集气站	新建

3.2.3.2 开发指标预测

本项目开发指标预测见表 3.2-5。

表 3.2-5 生产指标预测总表

类别	井号	设计日产油	设计日产气
		（t/d）	（$10^4m^3/d$）
英买油气田	英西 1 井	80	1
	YM171-1H	35	10
合计		115	11

3.2.4 主体工程

主体工程包括井场工程、油气集输工程等，纳入本次工程内容的主要为井场工程和油气集输工程，其他均依托区内原有集气站、转油站、联合站等设施。

3.2.4.1 井场工程

根据开发方案，本工程投产井 2 口。本项目部署井采用单井就近进站。本项目井场主要工程量见下表 3.2-6。

表 3.2-6　本项目井场主要工程量一览表

序号	井号	主要工程量		备注
		设备	规模	
1	YM171-1H	自喷井井口	1 套	压力表成压力变送器，压力表活接头，二阀组，泄压导液管，双头短节，截止阀，双头短节，温度变送器，仪表法兰，温度仪表口等
		加热节流撬	1 座	真空加热炉，额定负荷 315kW。
		加药撬	1 座	长宽 4.7m×3.4m，有效容积 2m^3
		油气计量撬	1 座	气量 10×10^{4}m^3/d，液量 35t/d，来气压力 10-14MPa.
		燃料气分离器	1 座	弹簧管压力表 Y-100，翻板磁浮子液位计，钢法兰浮动球阀，钢法兰截止阀等
		电控信一体化撬	1 座	1 套 RTU 控制系统（A11 认证产品），1 套系统软件，1 套应用软件
2	英西 1	自喷井井口	1 套	中压手动平板闸阀，中压手动平板闸阀，中压手动闸阀，压力表安装III-f 型 0~6.0MPa(带取样），油嘴套，定压放气阀等
		加药撬	1 座	长宽 4.7m×3.4m，有效容积 2m^3
		电控信一体化撬	1 座	1 套 RTU 控制系统（A11 认证产品），1 套系统软件，1 套应用软件

3.2.4.2 油气集输工程

本工程单井均集输至已建站场。采油井口采用标准化、撬装化设计，即将出油阀、减压阀、电磁加热炉、油井温度检测传感器、回压传感器等均统一安装在一个井口工艺撬座上。井口管线采用井口串接流程工艺，每口单井管线直接接入集输汇管。

根据井位分布情况，其中英西 1 井进英买 2 转油站，YM171-1H 井进英买 17 集气站。

英西 1 井集油管道接入至十井式阀组后混合液共同输至英买 2 转油站。

YM171-1H 井集输工程设计的主要流程为将井口产物进行分离，分离后气体输送至 YM17-1 井，通过 YM17-1 井已建管道输送至英买 17 集气站。经分离后的液体通过新建玻璃管道输送至 YM171H 井低压油系统。

YM171-1H井集输工程具体流程说明如下：井口产物进入加热节流撬，井加热节流后压力为14MPa,进入高压计量分离器进行分离计量，分离后的气体经过加药撬注醇后，依靠分离器内压力输送至YM17-1井。

分离后的液体通过新建玻璃钢管道输送至YM171H经低压油系统。

分离橇出口管线预留口并设置一台柴油扫线泵，以便在事故工况时分离撬内以及管线中的液体及时排出，防止凝固。

考虑到投产时加热炉无燃料气，故从YM17-1井引出一条燃料气管线至YM171-1H井为加热节流撬供气。

本项目新建输油管线9450m，输气管线2500m，燃气管线2500m（与输气）。本项目集输工程主要工程汇总见表3.2-7，集输管网走向分布见总体布局图3.2-1。

表3.2-7　　集输工程内容表

序号	管道名称	起点	终点	长度（m）	管径和材质	输送介质	管线占地现状
1	输油管道	英西1	YG201井	8250	输油管道DN150，压力等级4.0MPa	原油	草地、沙地
2	采气管道	YM171-1H	YM17-1	2500	Ø89×8	天然气	沙地
3	燃料气管道	YM17-1	YM171-1H	2500	Ø48×3.5	天然气	沙地
4	输油管道	YM171-1H	YM171H	1200	玻璃钢管DN80	原油	沙地

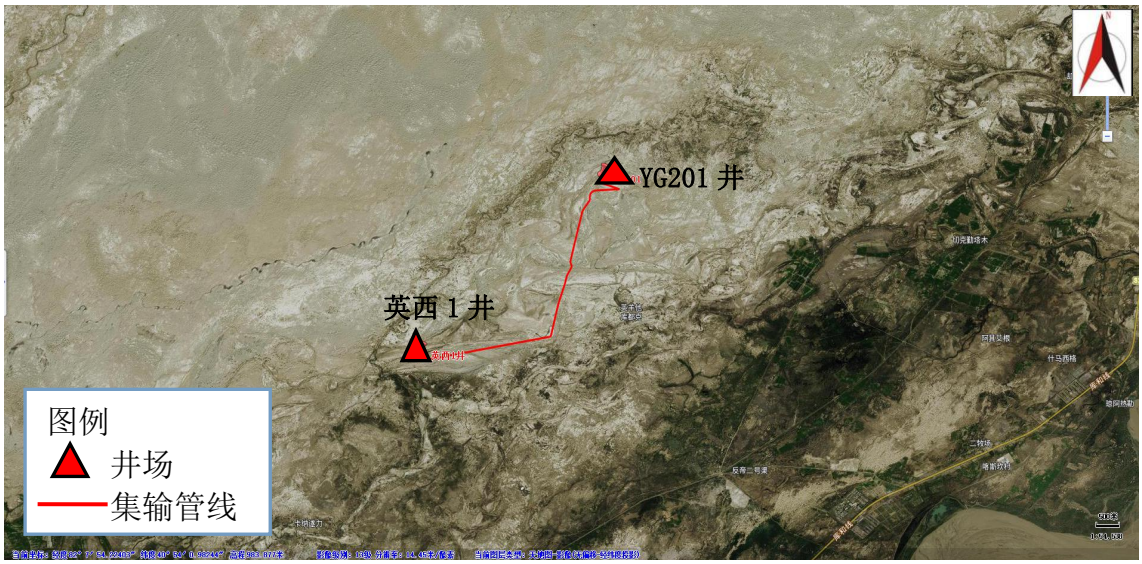
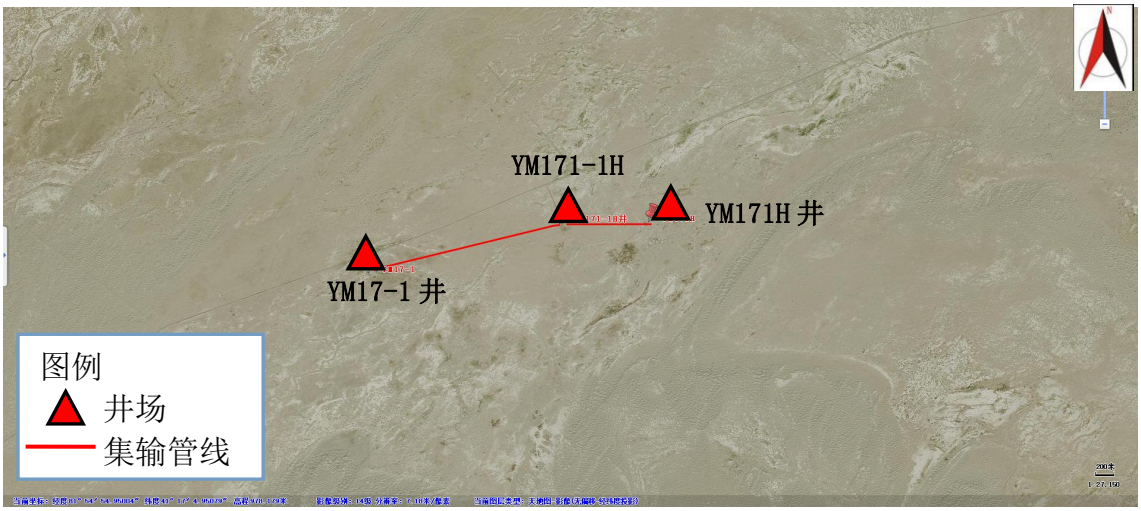


图3.2-1　集输管线图



续图 3.2-1　集输管线图

3.2.5 配套工程

3.2.5.1 给排水工程

本项目施工期不设置生活营地，生活依托英买作业区公寓、英买潜山联合站公寓。英买作业区公寓位于英买力气田群作业区东侧的职工生活区，其占地约5.17ha，总建筑面积16011.31m^2，共可以容纳440人住宿，包括公寓楼、车库、运动场地3个部分。其中主体为公寓楼，位于生活区中心，在公寓楼前布置可停10辆车的停车场地及绿化场地。英买潜山联合站公寓位于在联合站东侧，是一座集公寓、饮食及办公于一体的综合性多功能建筑，占地面积11520m^2，总建筑面积2545m^2，主体二层。

油田营运期各生产井的采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理、英买潜山联合站，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。

3.2.5.2 供配电工程

英买处理厂区域共建有2台燃气发电机组，一运一备，总装机容量约24～28MW左右作为主要电源，同时电站采用110kV电压等级与塔北电网相连，作为英买气田群的第二电源。

根据现场调查，英买油气田各小区块均建有变电站。本工程供电线路引自英买区块现有供电系统。井场内部设电控信一体化撬各1座为井场设备供电。

3.2.5.3 自控、通信工程

本工程新建井场均为新建无人值守井场。

YM171-1H 井场：在电控信一体化装置撬内，设置 RTU 控制柜 1 面，RTU 控制系统配置 CPU 模块、I/O 接口模块、RS485 通讯模块、以太网通讯模块（RJ45 接口）；RTU 控制系统与井场其它工艺成套设备自带的控制系统采用 RS485 通讯方式或以太网通讯方式传输过程数据：RTU 控制系统通过通信专业设计的光缆将生产数据上传至 YM17-1 井，经 YM17-1 井已建光缆将信号上传至 YM17 集气站，最终上传至英买处理厂控制中心；电控信一体化橘 RTU 控制系统按 A11 项目统一规定和电力信号上传要求编制程序准备数据：单井 RTU 控制系统，软件编程包括气井井场部分、加热节能概部分、高压分离播部分、井口液压系统控制部分。

英西 1 井场：设 RTU 机箱 1 面，RTU 控制系统设置无线通讯模块、I/O 接口模块、RS485 通讯模块、以太网模块（RJ45 接口）等设备。RTU 控制系统可通过 RS485 通讯方式、以太网通讯方式与其他第三方控制系统通讯，传输过程数据，通过通讯设备统一上传。以上信号由 RTU 采集，通过通讯设备统一上传所属站的站控系统显示、控制。采油树上井口自力式紧急截断阀检测参数。信号由 RTU 采集，通过通讯设备统一上传所属站的站控系统显示、控制。RTU 控制系统预留 RJ45 网络接口和 RS485 串行通信接口，与应用项目中的上级系统通信，RJ45 网络口通信协议采用 MODBUS-TCP/IP,RS485 串行口通信协议采用 MODBUS-RTU。RTU 机箱安装在监控电杆上，具体位置详见电缆平面敷设图。仪表选用以技术先进、优质可靠、并满足工艺和环境要求的产品为主。防爆形式为隔爆型。所有接线箱（盒）为隔爆型，隔爆等级至少为 ExdIIBT4。压力检测选用防爆压力变送器。温度检测选用一体化温度变送器。紧急截断阀选用自力式紧急截断阀（由采气工程部提供）。数据流：单井→英买 2 转油站→英买潜山联合站→生产调度中心；生产调度中心→英买潜山联合站→英买 2 转油站→单井。

3.2.5.4 道路工程

英买油气田内部道路配套完善，现有油气田主干路总长度 151.8km，其中主要巡线道路为三级沥青路面，其余单井巡线道路为简易砂石路面。本项目不新增道路，均依托现有道路。

3.2.5.5 防腐设计

（1）不保温管道外防腐结构

防腐采用 2 道环氧富锌底漆 60μm+1 道环氧云铁中间漆 80μm+2 道丙烯酸聚氨酯面漆 60μm,总干膜厚度≥200μm。

（2）电伴热保温管道外防腐结构

防腐采用环氧酚醛涂料，2 底 4 面，总干膜厚度 300μm。

（3）管道保温结构

地上管道保温采用憎水复合硅酸盐保温管壳，中 159 以下单管保温层厚度为 40mm。外护层为 0.8mm 厚铝合金薄板。

（4）室外阀门保温

与地上保温管道相连的阀门保温采用现场制作可拆卸式保温盒，由内向外依次宜为金属铁丝网+保温层（憎水软质复合硅酸盐板材，厚度同所连接管道保温层）+固定件+0.8mm 厚铝合金薄板。

从生产厂家运来的集输管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 英买处理厂

英买处理厂位于气田以北 314 国道附近，英买油气处理厂是一座集油、气、水、电于一体的综合处理厂。包括 350×10^4m/d 天然气处理装置 2 套；25×10^4t/a 凝析油稳定装置 2 套、三个罐区、5 个站、2 座火炬等共 22 个单元，以及相应配套的供电系统、自动化系统、仪表风系统、通讯系统、水处理系统、供热及暖通系统、消防系统、总图工程、输水管线、外输电力等，各类建筑面积共 10035m^2。

英买处理厂属《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力油气田群建设工程环境影响报告书》中的工程内容，工程于 2007 年 8 月 27 日取得原环境保护总局批复(环审[2007]336 号)，2010 年 1 月 21 日取得原环境保护部竣工环境保护验收意见(环验[2010]23 号)。

（1）处理规模

英买处理厂的设计处理规模：凝析油稳定(含油、气、水的分离)为 1400t/d，天然气处理能力为 700×$10^4$$m^3$/d。

（2）英买处理厂总工艺流程

由羊塔克、玉东 2 气田来的凝析气和英买 17、英买 21、英买 23 来的凝析气，经集配气阀组与英买 7-19 集气站来的凝析气一起进入段塞流捕集器单元，进行气液两相分离，分离出来的凝析油进入凝析油稳定装置，凝析油经多级闪蒸、脱水、脱盐和低压提馏进行稳定。稳定后凝析油去外输油首站。天然气和凝析油稳定的脱出气平均分成两路进入天然气处理装置，经脱水、回收轻烃、轻烃脱乙烷后，生产的干气经外输气压缩机增压后进入集气干线，输至轮南末站，脱乙烷轻烃经与脱丁烷塔底稳定轻烃换热后进入脱丁烷塔，生产液化气和稳定轻烃；装置生产的液化气进入液化气罐区经泵加压后管输至牙哈铁路装车站；装置生产的稳定轻烃经冷却后自压进入凝析油罐区，与凝析油经外输油首站管输至牙哈铁路装车站。段塞流捕集器分离出来的油气田采出水去污水处理站处理。

（3）天然气处理装置工艺

①原料气脱水部分

采用分子筛吸附脱除原料气中的水分，吸附塔内装填 4A 分子筛，使原料气含水降到 1ppm 以下。

天然气和凝析油稳定后的闪蒸气在 11.7MPa、25℃以上进装置，首先进入原料气预冷器，与脱甲烷塔顶和脱乙烷塔顶的低温稳定气换热，使原料气温度稳定在 25℃，然后进入原料气分离器，再经调压后进入过滤分离器，除去其中少量的铁锈、灰尘、油滴及游离水，然后进分子筛脱水器脱水。采用两塔流程，一塔吸附，一塔再生，吸附周期为 8h。脱水后原料气经过滤器脱除夹带的粉尘后去轻烃回收部分。再生气和冷却气取自外输气压缩机出口的干气。再生操作时，这部分干气直接进再生气加热器，被导热油加热至 300℃以上，去分子筛脱除干燥剂吸附的水分，然后经再生气冷器冷却至 50℃，进再生气分水罐分离出游离水。冷却操作时，干气直接进再生后的分子筛脱水器进行冷却。再生气和冷却气返回外输气压缩机进口。

②轻烃回收部分

原料气 11.0MPa、25℃经分子筛脱水后，分成两路，主路原料气首先进入主换热器，与二级低温分离器分离出来的气相换热后与次路原料气经换热器与脱乙烷塔顶气换热的次路原料气汇合，温度为-27.7℃，进入一级低温分离器。分离出来的液相经节流后进入脱乙烷塔，分离出来的气相经 J-T 阀膨胀至 6.0MPa、-50.5℃，

进入二级低温分离器进行分离。二级分离器分离出来的气相进入主换热器与主路原料气换热后温度为 20℃，与增压后脱乙烷塔顶气汇合，经外输气压缩机增压至 9.6MPa，作为干气产品出装置。二级低温分离器分离出来的液相进入脱乙烷塔顶作为脱乙烷塔回流，脱乙烷塔为提馏塔，塔顶压力为 2.8MPa。脱乙烷塔顶气相与次路原料气换热后温度为 20℃，分成两路，一路作为厂内燃料气，另一路去脱乙烷塔顶气压缩机增压至 6.0MPa 去外输气压缩机。脱除乙烷后的液体与脱丁烷塔底稳定轻烃换热后进入脱丁烷塔，脱丁烷塔塔顶压力为 1.4MPa，生产液化气和稳定轻烃。脱乙烷塔和脱丁烷塔底重沸器热源为导热油，脱丁烷塔顶冷凝器采用空冷器。

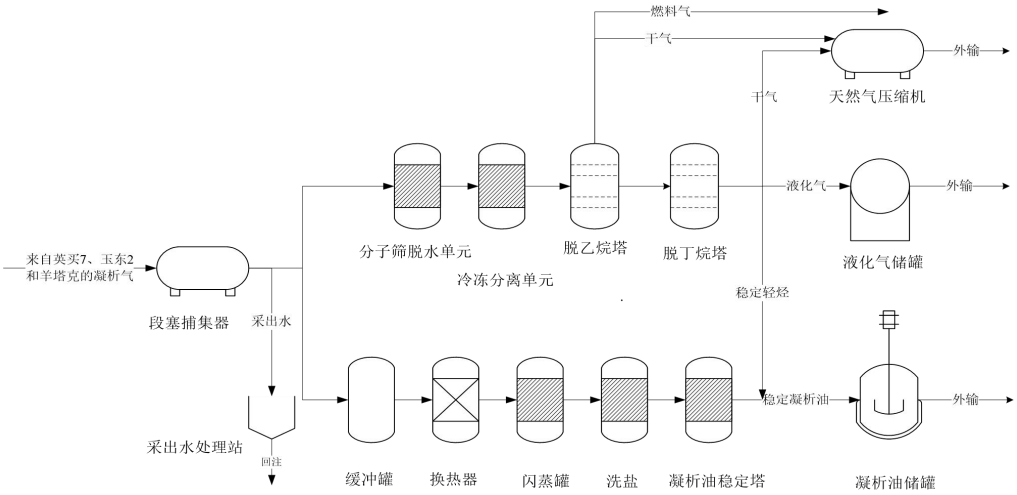


图3.2-2　英买油气处理厂天然气处理流程框图

③污水处理站工艺流程

生产废水和采出水首先进入接收水罐，经升压泵提升后进入压力除油器，出水直接进入双层滤料过滤器，滤后水进入滤后水罐，由回注水泵吸水进行回注，含油污水处理流程见图 3.2-3。

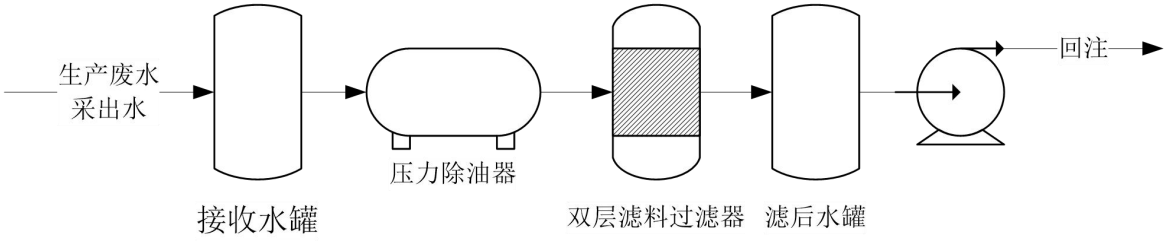


图 3.2-3　含油污水处理流程图

（4）英买处理厂适应性分析

英买处理厂实际天然气处理量 531×10⁴m³/d、实际凝析油处理 813t/d、实际采出水处理 936.07m³/d。现英买处理厂天然气处理能力富余 158×10⁴m³/d、凝析油处理能力富余 698t/d、污水处理富余 789.21m³/d。

表 3.2-8　英买处理厂处理能力一览表

英买处理厂	设计规模	实际处理量	本工程新增处理量	富余能力
天然气×10⁴m³/d	700	531	11	158
凝析油 t/d	1500	813	115	698
采出水 m³/d	1400	936.07	146.86	789.21

由上表可知，因此英买处理厂处理能力可满足本工程生产需求。

3.2.6.2 英买潜山联合站

英买潜山联合站属《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力潜山油藏地面工程环境影响报告书》中的工程内容，工程于 2010 年 5 月 17 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环评价函[2010]251 号)，2014 年 6 月 3 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环境保护验收意见(新环函[2014]673 号)。

(1)平面布置

英买潜山联合站分为 3 个相对独立的功能区，即油气水处理区、生活区及卸油点。联合站东北侧布置水质处理、加药、回灌、升压泵房和消防泵房，东南侧布置进站阀组间和本站计量站，西南侧布置加热装置，北侧布置油、水罐区，西北侧布置油、气动力区及压缩机室，中心布置油、气、水处理设备区，站北侧中心为办公楼。英买潜山联合站平面布置图见图 3.2-4。

(2)处理规模

英买潜山联合站原油分离、脱水规模 45×10⁴t/a，生产废水处理规模 4000m³/d,废水回灌规模 4000m³/d。

(3)单元组成

英买潜山联合站主要工程单元见表 3.2-9。

表 3.2-9　英买潜山联合站主要工程单元

序号	单元名称	设备设施名称	数量	备注
1	原油处理及外输系统	三相分离器	3 座	-
		热化学脱水器	2 座	-

		事故罐	2 座	1000m³
		收油泵	2 台	-
		外输泵	4 台	2 大 2 小，各 1 备 1 用，大 65m³/h，小 46m³/h
		加热炉	3 台	2 用 1 备，型号 IZK.WN-2500-1.6-Q
2	生产废水处理系统	缓冲罐	2 座	500m³
		升压泵	2 台	-
		压力除油器	2 座	85m³/h
		双滤料过滤器	3 座	-
		净化水罐	2 座	500m³
3	回灌系统	喂液泵	1 台	
		回灌泵	8 台	5 用 3 备，500m³/d，扬程 2200m
		回灌井	6 口	分别为 YM341、YM322-H1、YM322-H2、YM322-H5、YM323、YM34-5H

续表 3.2-9　　英买潜山联合站主要工程单元

序号	单元名称	设备设施名称	数量	备注
4	饮用水处理系统	水源井	3 口	2 用 1 备
		石英砂过滤器	2 座	处理水量 10t/h
		保安过滤器	2 座	处理水量 10m³/h
		反渗透装置	1 座	5m³/h
		水箱	1 座	-
		供水泵	2 台	-
5	放空火炬系统	-	1 套	-
6	污油池	-	1 座	-
7	生活污水蒸发池	-	1 座	4500m³
8	装卸油台	-	1 座	-
9	英买潜山公寓	-	1 座	占地面积 11520m²，总建筑面积 2545m²，主体二层

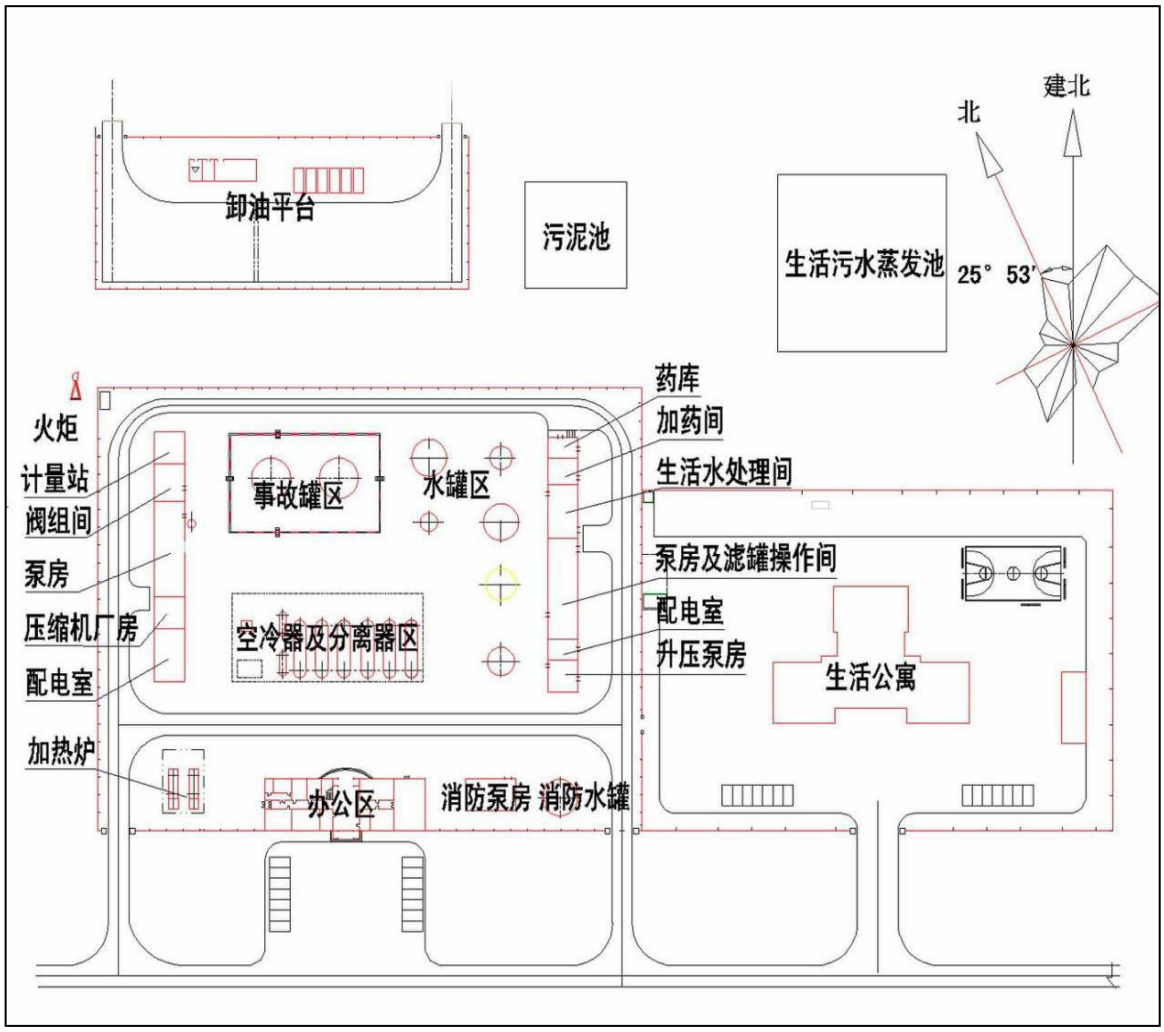


图 3.2-4　英买潜山联合站平面布置图

(4)工艺流程

英买潜山联合站原油脱水单元采用两段密闭脱水工艺，一段采用三相分离器进行游离水脱除，二段采用热化学沉降脱水。其处理流程为：站外来油气水混液在三相分离进行分离、沉降、游离水脱除，处理后的含水油升温后经热化学脱水器处理为净化油，净化油升压、计量后外输至东一联；分离出的伴生气本站自耗，剩余部分销售给 CNG 公司；沉降出的含油污水去采出水处理单元处理回灌。英买潜山联合站总工艺流程图见图 3.2-5。

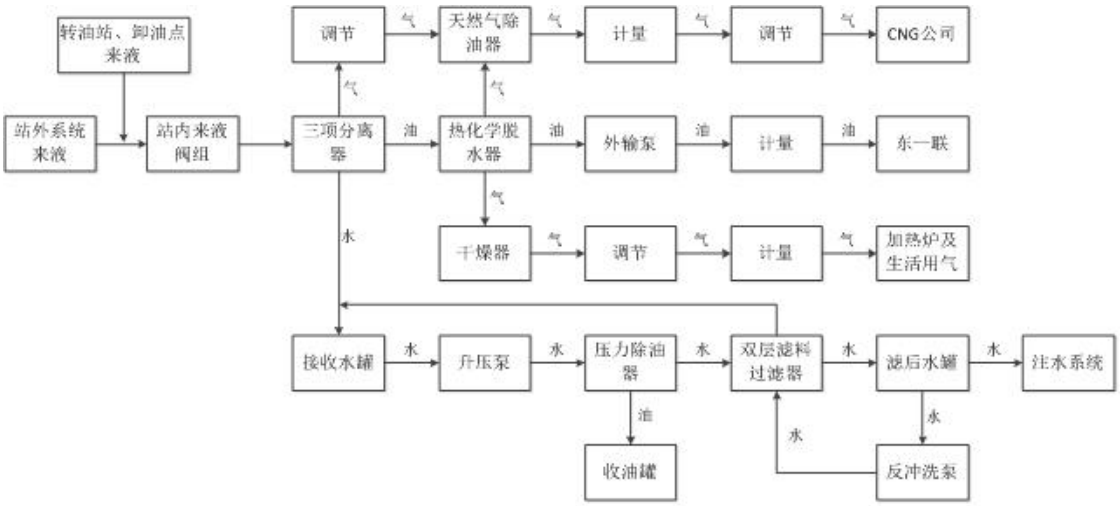


图 3.2-5　英买潜山联合站总工艺流程图

（5）英买潜山联合站适应性分析

英买潜山联合站实际凝析油处理 813t/d、实际采出水处理 1500m^3/d。现英凝析油处理能力富余 698t/d、采出水处理富余 1353.14m^3/d。

表 3.2-10　英买潜山联合站处理能力一览表

英买处理厂	设计规模	实际处理量	本工程新增处理量	富余能力
凝析油 t/d	450000	813	115	698
采出水 m^3/d	4000	1500	146.86	1353.14

由上表可知，因此英买潜山联合站处理能力可满足本工程生产需求。

3.2.6.3 英买力油气田钻试修废弃物环保处理站

英买力油田钻试修废弃物环保处理站位于新和县英买力气田内，设施的中心坐标为北纬 41°17'47.49"，东经 82°5'40.12"，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的，于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626 号)。2020 年 5 月 4 日塔里木油田分公司英买油气开发部开展自主验收。

钻试修废水处理规模 300m^3/d，环保站钻试修废水处理工艺简介如下：

采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《生产回注水质指标及推荐方法》(Q/SY 0149-2011)的生产回注水质指标要求，用于油田油层回注

用水。废水处理工艺主要包括预处理(均质除油)、破乳絮凝、固液分离、过滤、回注等工序，具体流程见图 3.2-6。

钻试修废弃物环保处理站作业废水处理规模为 300m³/d，现状处理量为 215.3m³/d，富余处理能力为 84.7m³/d，本工程井下作业期间作业废水产生量为 38t/d。因此英买力油气田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足本工程需求。

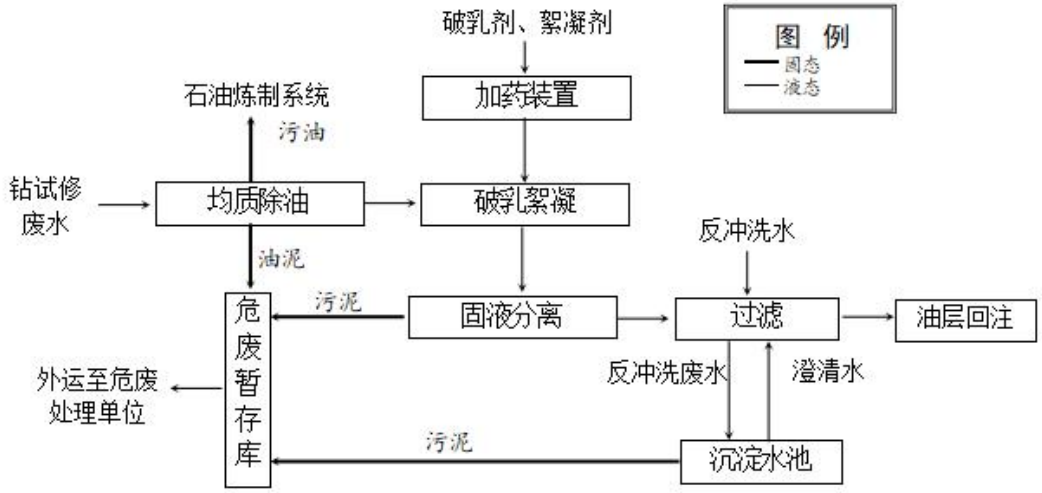


图 3.2-6　钻试修废弃物环保站钻试修废水处理工艺流程图

3.2.6.4 英买 7 固废场

英买 7 固废场位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县英买力作业区英买 7 集气站西南侧 800m 处，东距本工程约 35km，项目中心地理坐标为：北纬 41°17'41.90"，东经 82°5'31.79"，日均处理生活垃圾量 1.5t、工业固废 2.74m³，年均处理生活垃圾量 547.5t、工业固废 1000m³。共有 4 个固废填埋池，其中生活垃圾填埋池 2 个，总库容 10000m³，有效容积约为 8000m³，设计使用年限为 10.44 年；工业固废填埋池 2 个，总库容 10000m³，有效容积约为 8000m³，设计使用年限为 8 年。英买 7 固废场主要收集塔里木油田分公司英买力作业区职工在工作、生活中产生的各类生活垃圾和建设过程中产生的一般工业固废(不包括含油废物等危险固废)。英买 7 固废场新建工程于 2017 年 12 月 16 日取得原阿克苏地区环境保护局批复(阿地环函字[2017]656 号)，并于 2019 年 7 月 22 日塔里木油田分公司英买油气开发部开展自主验收(油英买质健安环委[2019]3 号)。

目前英买 7 固废场 4 个固废填埋池，目前填埋工业固废为 3000m^3，工业固废富余处理能力为 5000m^3，可以满足本工程处理需求。

3.3 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.4 地面工程建设

本项目地面工程主要包括井场设备安装及管线连接，管线敷设、道路建设（以道路修复为主）等。

管线施工工艺流程详见图 3.3-1。

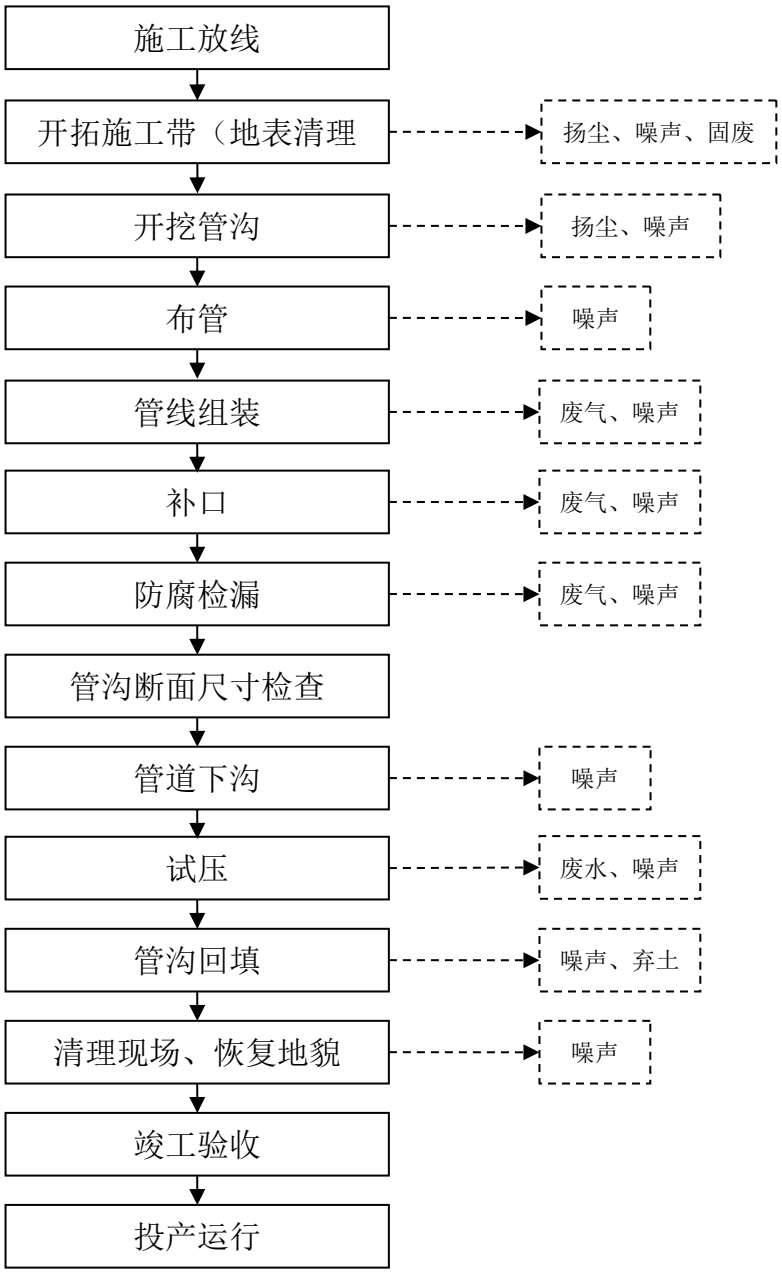


图 3.3-1　　管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

（1）施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

（2）管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物 。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。管沟沟底单管开挖宽度为 0.8m，管沟边坡比为 1:1.5。管沟成型后，应进行检查。

管线施工作业带宽度为 8m，管线埋深大于 1.2m。

（3）管线组装

集输管线采用柔性复合高压输送管，连接方式应符合《石油天然气工业用非金属复合管 第 2 部分：柔性复合高压输送管》（SY/T6662.2-2012）、《柔性复合管施工及验收规范》（Q/SY TZ 0407-2014）中的相关要求；燃料气管线采用无缝钢管，采用焊接方式连接，严格按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）等相关要求执行。柔性复合高压输送管采用弹性敷设，燃料气管线采用弹性敷设、冷弯弯管、热煨弯头三种型式来满足管道变向安装要求。

（4）管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。

（5）吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。

集输管线试压介质采用中性洁净水；燃料气管线使用空气试压。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的 95%，且最高点压力应为管道设计压力的 1.5 倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。

（6）穿越工程

1）光、电缆及其它管道穿越

一般情况下，管道与其它埋地构筑物交叉，原则上在其下方通过。

与电（光）缆交叉时，管道与电（光）缆净距不小于 0.5m，还要对电（光）缆采取保护措施。与管道交叉时，两管间净距不小于 0.3m，并采取措施将两管道隔离；管沟开挖前，首先探明被穿越管道位置，并作出明显标记。在交叉点两侧各 5m 范围内必须采用人工开挖。

2）公路穿越

本项目公路穿越主要为油气田内部公路穿越，穿越方式采用大开挖穿越，穿越管段加 20#无缝钢制套管保护，套管规格为φ219×7.0mm，穿越段长度共计 30m。

（7）管沟回填

管道下沟后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管顶上部，当回填至管顶以上 500mm 左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面 300mm。

3.3.1.3 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.3.1.5 采油

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，本项目选择采油方式为：初期自喷开采，当油层压力下降，油井停喷或需要提液时根据部署井不同掺稀比采用有杆泵或电泵、注水采油等。

3.3.1.6 原油集输及处理

本项目单井输油采用加热集输流程，油气处理依托已建英买处理厂、英买潜山联合站。单井采出液就近进入已建计转站，通过集气站、转油站最终输往区内联合站进行处理。

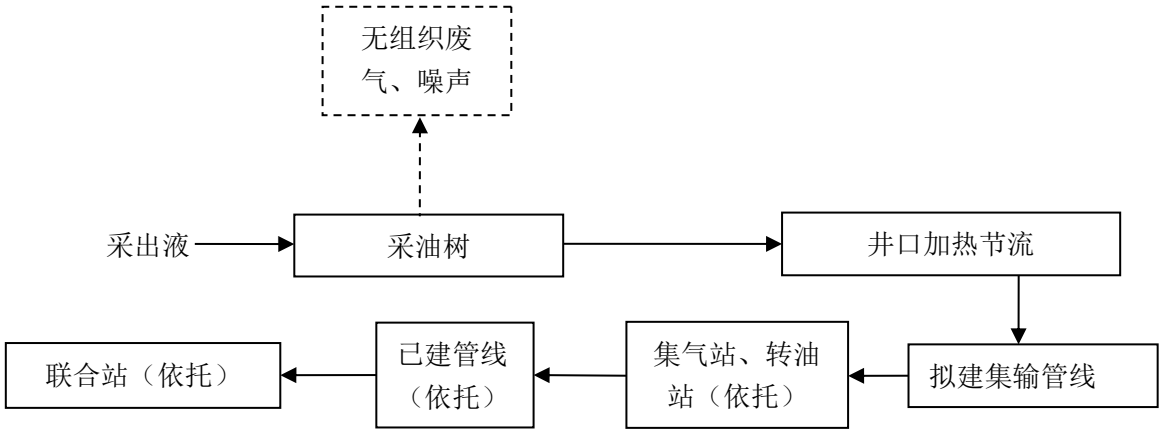


图 3.3-2　运营期工艺流程示意图

3.3.2 环境影响因素分析

本项目建设可分为开发施工期、生产运营期、退役期三个阶段。

开发施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本项目建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。退役期，如果封井和井场处置等

措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括地面工程建设、采油、油品集输等施工作业内容，属于开发施工期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见图 3.3-3。

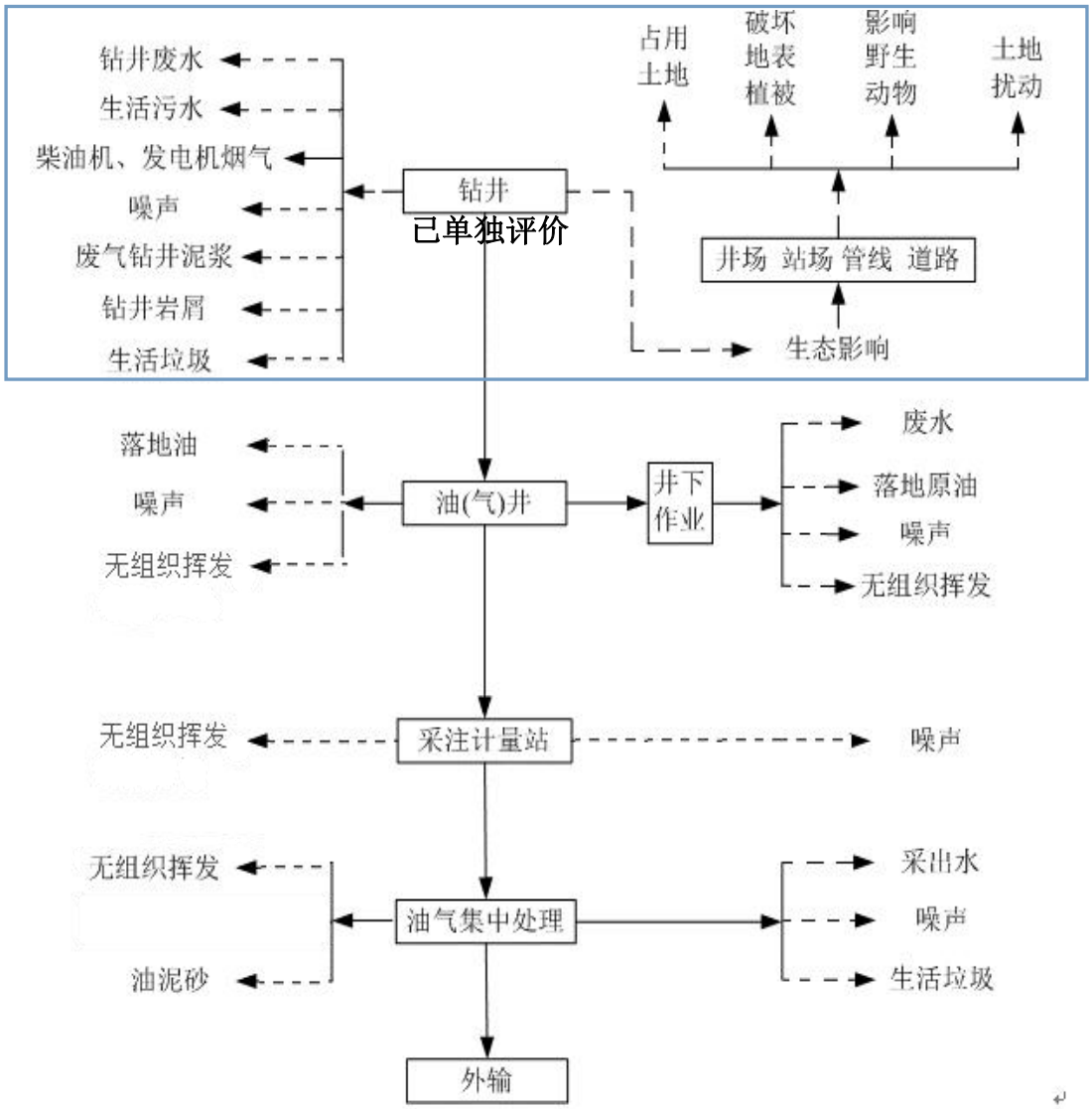


图 3.3-3　　油田开发过程污染物排放流程

3.3.3 施工期环境影响因素分析

施工期主要污染来自地面设施施工产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、施工机械噪声、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.3.3.1 生态影响因素

生态影响主要体现在站场、管线、道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集油管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

地面工程施工作业包括站场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

本项目主要占地井场建设的永久占地、管线建设的临时占地。本项目总占地面积为 9.8108hm^2，其中永久占地面积为 0.2508hm^2，临时占地 9.56hm^2，详见表 3.3-1。工程占地类型主要为未利用地（沙地）和草地，其中占用沙地 6.7254hm^2，3.0854hm^2。

表 3.3-1　　占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积（hm²）			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	0.2508	-	0.2508	现有井场永久占地面积 38m×33m。其中占用沙地 0.1254hm^2，草地 0.1254hm^2。
2	集油管线	-	7.56	7.56	单井集油管线 9450m，作业带范围按 8m 计算。采气管线 2500m，燃料气与单井采气管线同沟敷设，作业带范围按 8m 计算。其中占用沙地 6.6hm^2，草地 2.96hm^2。
3	采气管线	-	2	2	
合计		0.2508	9.56	9.8108	/

3.3.3.2 污染源分析

（1）废气污染源

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自以下几个方面：一是在管线敷设、井场地面工程建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬；二是施工机械及运输车辆尾气，本项目施工期用电优先由区

域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。燃油废气中主要污染物为烟尘、NO_x、SO_2、烃类等。施工机械及运输车辆的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点。

（2）废水污染源

施工期不设置生活营地，依托周边英买油气田已建生活公寓（英买作业区公寓、英买潜山联合站公寓）。

施工期产生的废水主要为试压废水。

管道施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物有 SS。管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

（3）固体废物污染源

本项目挖方全部回填，无弃方，固体废物主要为管材边角料等建筑垃圾。

①弃土弃渣

作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用。

②施工废料

部分回收利用，剩余收集后运至英买作业区英买 7 固废场填埋处置。

（4）噪声污染源

工程施工期的土石方作业、汽车运输、自备柴油发电机工作产生的噪声，施工期机械设备有：推土机、挖掘机、震动碾、自卸汽车、柴油发电机等，均系强噪声源，主要施工机械产噪情况见下表 3.3-2。

表 3.3-2　主要施工机械产噪情况

噪声源	推土机	挖掘机	运载车辆	搅拌机	吊车
噪声级	85	83	83	82	86
噪声源	打桩机	混凝土泵	空压机	电锯	焊接机
噪声级	110	85	110	90	78

工程施工期间施工机械活动及土石方开挖产生的噪声将使周围噪声级有所增加，但影响范围内无声环境敏感目标分布；影响时段及范围小，工程结束后随即消失，本工程对声环境影响可接受。

3.3.4 运营期环境影响因素分析

3.3.4.1 废水污染源

（1）采出水

本工程采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。根据开发方案，本工程新增天然气产量约 $11\times10^4m^3/d$，凝析油产 115t/d，按 1000 立方米天然气=1 吨原油，本工程新增原油产能 225t/d 进行计算。根据英买油气田油气特性，平均油水比为 1.532，则新增污水量为 146.86t/d（$5.36\times10^4t/a$）。油藏采出废水分别输送至英买处理厂、英买潜山联合站处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

（2）生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。故运营期不新增生活污水。

（3）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.3-3），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-3　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	104525	回收回注	0
				石油类	克/井	17645	回收回注	0

本项目油藏储层为非低渗透油藏储层，根据上表计算井下作业废水产生量为 76.0t/井次，化学需氧量产生量为 104525g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38.0t、化学需氧量 52262g、石油类 8823g，则本项目 2 口采油井井下作业工程产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 76t/a、0.104t/a、0.018t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。

3.3.4.2 废气污染源

本项目运营期主要废气污染源为加热炉燃烧废气，油气田生产过程中油气集输、处理及外运过程中大气污染物主要是无组织泄露烃类气体。

（1）加热炉燃烧废气

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018）、《工业源产排污核算方法和系数手册》中工业锅炉（热力生产和供应行业）中产污系数表中工业废气量排放系数以及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018) 附录 F 中产排污系数表（燃气工业锅炉）进行燃烧烟气源强核算。加热炉燃烧烟气来源为井场加热炉等排放烟气，其燃料气采用干气（联合站处理后的返输天然气），烟囱高度为 8m。根据现场调查，加热炉最大用气量情况见表 3.3-4，3.3-5，年用气天数按 330 天（7920h）。井口加热炉污染物排放情况详见表 3.3-6。

表 3.3-4 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其它	天然气	燃烧室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S①	直排	0.02S
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	18.71	直排	18.71

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。燃料中含硫量（S）按 100 毫克/立方米，则 S=100。

表 3.3-5 加热炉耗气量及设置台数一览表

序号	项目	加热炉台数	运行时间（h）	单台锅炉燃气量（万 m^3/a）
1	315kW 加热炉	1	7920	30

表 3.3-6 加热炉排放的烟气情况一览表

污染物 / 污染源	燃气量	烟气量	主要污染物排放情况					
	万 m^3/a	万 m^3/a	NOx		SO_2		烟尘	
			mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a
1*315kw 加热炉	30	323.25	173.64	0.5613	18.56	0.06	20	0.032
标准限值	/	/	200	/	50	/	20	/

则本项目加热炉燃烧天然气排放废气量为 15 万 m^3/a，排放 SO_2 约 0.06t/a、NO_X 约 0.5613t/a、烟尘 0.032t/a，浓度分别为：SO_2：18.56mg/m^3，NO_X：173.64mg/m^3，烟尘：20mg/m^3。达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值烟尘：20mg/m^3，SO_2：50mg/m^3，NO_X：200mg/m^3。

（2）无组织废气

本项目运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃和硫化氢，参照《石化行业 VOCS 污染源排查工作指南》要求中石油炼制行业对本项目无组织废气进行核算。挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

$$VOCs排放量 = N \times F_A \times \frac{WF_{TOC}}{WF_{TOC} - WF_{甲烷}} \times WF_{TOC} \times \frac{WF_{VOC}}{WF_{TOC}} \times t$$

式中：F_A——密封点排放系数；

$WF_{甲烷}$——流经密封点的物料中甲烷平均质量分数；

WF_{TOC}——流经密封点的物料中总有机碳平均质量分数；

WF_{VOC}——流经密封点的物料中 VOC_S 平均质量分数；

N——密封点的个数；

t——时间。

表 3.3-7　设备与管线组件 FA,i 取值参数表

设备类型	介质	石油炼制排放系数(千克/小时/排放源)
阀	气体	0.0268
	轻液体	0.0109
	重液体	0.00023
泵 d	轻液体	0.114
	重液体	0.021
压缩机	气体	0.636
泄压设备	气体	0.16
法兰、连接件	所有	0.00025
开口阀或开口管线	所有	0.0023
采样连接系统	所有	0.0150

根据英买油气田油气水物性参数，项目 $WF_{甲烷}$ 核算值为 83.76%，WF_{TOC} 核算值为 90%，WF_{VOC} 核算值为 18%，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-8 所示。

表 3.3-8　本项目井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	设备数量(个)	单个设备排放速率(kg/h)	排放速率(kg/h)	年运行时间(h)	年排放量(t)
1	阀(重液体)	18	0.00023	0.01074	7920	0.085

2	法兰	11	0.00025	0.00713	7920	0.056
合计						0.141

经过核算，本项目无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0178kg/h（0.141t/a）。无组织废气中硫化氢含量类比同类型井场，排放速率按 0.0001kg/h 考虑，年有效工作时间 7920h 计算，硫化氢年排放量为 0.0009t/a。

3.3.4.3 固体废物污染源

（1）油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。根据类比调查，1 口井含油废物产生量约为 0.2t/a，2 口单井含油废物产生量约为 0.4t/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，本项目产生的油泥（砂）桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

（2）生活垃圾

运营期工作人员由英买油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

（3）清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每年清管 1～2 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目新建集输管线总长为 14.45km，每次废渣产生量约 16.6kg，产生量最多约为 0.033t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置。

3.3.4.4 噪声源

本项目主要噪声源是井场机泵（加热炉、分离器等）、井下作业等设备噪声，噪声级为 80～120dB(A)，见表 3.3-9。

表 3.3-9　　噪声源设备

位置	噪声源	声源强 dB（A）
井场	机泵	80-85
	井下作业	80-120

3.3.4.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表3.3-10。

表3.3-10　　运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	井场加热炉	燃烧废气	烟尘	0.032	0.032	经不低于8m高的排气筒排放
			SO_2	0.06	0.06	
			NO_X	0.5613	0.5613	
	油气集输	无组织排放废气	NMHC	0.141	0.141	大气
			H_2S	0.0009	0.0009	大气
生产废水	采出水		废水量	5.36×10^4	0	采出水进入英买处理厂、英买潜山联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	76	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理
			COD	0.104	0	
			石油类	0.018	0	
固体废物	井场、管线等	油泥	-	0.4	0.4	桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置
	管线	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.033	0.033	桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	80～120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

3.3.5 污染物排放“三本帐”

本评价现有工程污染源数据引用《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部英买气田环境影响后评价报告书》（备案意见：新环环评函〔2021〕218号），本项目建成后运行期污染物排放变化情况见表3.3-11。

表3.3-11　　运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程产生量(t/a)	本项目产生量(t/a)	总体工程		
					产生量(t/a)	以新带老削减量(t/a)	排放增减量
1	废气	SO_2	1.148	0.06	1.208	-	+0.06
		NO_X	39.636	0.5613	40.1973	-	+0.5613
		非甲烷总烃	5.894	0.141	6.035	-	+0.141

2	废水	生产废水	0	0	0	-	0
3	固体废物	含油污泥	0	0.4	0.4	-	+0.4
		清管废渣	0	0.033	0.033	-	+0.033

3.4 清洁生产水平分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本项目为油田开发建设项目，生产过程主要包括钻井、采油、油气集输和伴生气回收、井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本项目的清洁生产水平进行评价。

（1）评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

——定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（2）评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

（3）权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

（4）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表3.4-1。

（5）评价指标考核评分计算

（1）定量评价考核总分值计算

①单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i=S_{xi}/S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i=S_{oi}/S_{xi}$$

式中：S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于)评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i>k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值，m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 S_i 值为 k/m。

表3.4-1　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	27.13	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	219	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1429	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目评分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立HSE管理体系并通过验证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（5）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

表3.4-2　采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg标煤/t采出液	30	稀油：≤65　稠油：≤160 天然气：≤50	＜160	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	本项目评分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量				井筒设施完好	5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		防治落地原油产生措施	20	20
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过验证					10	10
		开展清洁生产审核					20	20
		制定节能减排工作计划					5	5
（3）环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况					5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况					5	5
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5

②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P1=\sum_{i=1}^{n}S_i\cdot K_i$$

式中：P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

（2）定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P2=\sum_{i=1}^{n}F_i$$

式中：P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

（3）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1—定量评价考核总分值；

P_2—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-3。

表 3.4-3　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

由表，计算可得：

——井下作业：定量指标 70 分，定性指标 100 分，综合评价 82 分。

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

3.4.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备，采用水基钻井液；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平，考虑本工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：$S0_2$、NO_x 和 VOC_s。

废水污染物：COD、NH_3-N。

本项目油气集输和处理采用密闭集输工艺，新建的井场内设置燃气加热炉，用联合站处理后的产品气作为燃料，燃料燃烧产生 SO_2、氮氧化物等废气。

运营期产生的采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理处理，不外排，因此不对废水污染物进行总量控制建议。

根据本项目开采处理的工艺特点及本项目具体情况，在生产过程中总量控制的指标为 SO_2、氮氧化物。

3.5.3 总量控制建议指标

本项目在正常运行期间，采出水随油气混合物输送至英买处理厂、英买潜山联合站处理，处理后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《关于印发<建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》(环发[2014]197 号)及《关于印发<自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》(新环发[2016]126 号)要求，废气污染物排放总量按照排污系数进行核算：

本项目 1 座加热炉天然气耗量为 30 万 m^3/a，根据排污系数计算其污染物排放情况如下：

SO_2 排放量：30×0.02×100/1000=0.06t/a

NO_x 排放量：30×18.71/1000=0.5613t/a

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOCs)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOCs(即非甲烷总烃)排放量估算为 0.141t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：SO_2 0.06t/a，NO_X 0.5613t/a，VOC_S 0.141t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策符合性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.6.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

项目运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表3.6-1。

表3.6-1 项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	项目采取的相关措施	相符合分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目区域内 无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自 然保护区、风景名胜区、森林公园、重要 湿地及人群密集区等生态敏感区。	符合
2	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。 散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本报告提出，井场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在井 场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	本报告提出运营期要定期对站场各设备设 施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。 煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、	本项目运营期清管废渣桶装收集后，交由有资质的单位合理处置。	符合

	土壤、水体。		
6	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	项目管线施工时土方全部回填，临时占地均进行场地平整清理，项目区为沙地，不适宜采取植被复垦的生态保护措施。场站均采取了地面硬化的措施，闭井期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定 突发环境事件应急预案，报环境保护主 管部门和有关部门备案。发生突发环境 事件的，应当立即启动应急预案，采取 应急措施，防止环境污染事故发生。	项目投产后，由英买油气开发部管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。	符合

由表 3.6-1 可知，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

3.6.3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中要求的相符性分析详见表 3.6-2。

表 3.6-2　　本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	项目采取的相关措施	相符合分析
1	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
2	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
3	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合

3.6.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》 中要求的相符性分析详见表 3.6-3。

表 3.6-3　本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	项目采取的相关措施	相符合分析
1	到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	采用清洁生产工艺和技术	符合
2	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	落地原油回收率应达到 100%	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。 酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	井下作业全部带罐铺膜作业。	符合
4	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水处理满足标准后回注	符合
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建3000㎥及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	采用密闭流程	符合
6	（一）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。（二）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。（三）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。（四）油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。（五）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，	项目投产后，由英买油气开发部管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。	符合

	采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。		

由表 3.6-3 可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.6.5 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

第四十四条　矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

项目施工过程采取“下垫上盖”措施，结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.6.6 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 3.6-4。

表 3.6-4　与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	[2019]910 号要求	项目情况	符合性
1	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目周边 5km 范围内无地表水，且本项目废水均不外排。	符合

2	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	油藏采出废水分别输送至英买处理厂、英买潜山联合站处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。	符合
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价。	本项目产生的油泥（砂）桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。	符合
4	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H_2S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少 SO_2 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污物排放标准要求。	本项目井场加热炉燃料气采用干气（联合站处理后的返输天然气），烟囱高度为8m。	符合
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
6	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线。	符合

7	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	本企业已按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息。	符合

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在2亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以**塔里木、**鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于**塔里木区域的原油开采项目，**符合《全国矿产资源规划》要求。

3.7.2 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》提出，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、**塔里木**三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目属于**塔里木盆地油气基地**，符合《自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》的要求。

3.7.3《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及59个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡23个县市，重点生态功能区涉及53个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共107处。

本项目属于石油开采项目，行政区隶属新疆沙雅县、新和县管辖，属于重点开发区域，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.7.4《新疆环境保护规划（2018-2022年）》

《新疆环境保护规划（2018-2022年）》提出，

本项目位于**塔克拉玛干沙漠北缘**，属于新疆重点开发区域，不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、纺织印染项目、水泥行业。因此，本项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022年）》（2018年2月1日）的要求。

3.8 选址、选线合理性分析

本项目组成包括2口部署井的采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，工程区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

本项目井场、管线占地土地类型主要为沙地、草地，位于塔克拉玛干沙漠北缘，英买油气田规划开发区内，工程周边5km范围内无地表水分布，无长期居住人群，因此本项目选址选线合理。

3.9“三线一单”符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号），本工程位于新划定的塔里木河流域重点治理区，但不在自然保护地核心保护区，而且本工程属于符合国土空间规划的油气田开发建设工程；工程运营期车辆产生的噪声和尾气满足相应标准限值要求，污水采取了严格的治理和处置措施，污染物能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击；工程运营期水、电等能源、资源利用均在区域供水、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；项目对照《产业结构调整指导目录(2019年本)》，为允许类，项目建设符合国家产业政策，对照国家发改委和商务厅发布了《市场准入负面清单（2019年版）》，属于许可准入类。

综上所述，本工程符合“新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案”要求。

现根据《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，对项目所在管控单元及管控要求进行符合性分析，见表3.9-1。

由表3.9-1分析可知，本项目涉及的管控单元为ZH65292430001沙雅县一般管控单元、ZH65292530001新和县一般管控单元。本项目在实施过程中较好地落实了相关法律法规提出的要求和措施，本项目符合《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的相关要求。综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

表3.9-1　项目与阿克苏地区生态环境准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292430001	沙雅县县一般管控单元	一般管控单元	区域包含乡镇、部分基本农田。	
控维度	**管控要求**			**符合性**
空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3 对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采涨控的露天矿山，依法整治;对污染治理不规范的露天矿山，依法贵令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭;对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。			本项目为石油、天然气开采工程，项目用占地为沙地、草地，污染物排放均按相关标准要求执行。符合本单元管控要求。
污染物排放管控	1 执行呵克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。			本项目按要求进行总量控制和削减污染物排放总量，符合本单元管控要求。
环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。			项目投产后，由英买油气开发部管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。符合本单元管控要求。
资源利用效率	1 执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。			本项目会消耗一定量的水资源，但资源消耗量对于区域资源利用总量较少，符合本单元管控要

	4.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	求。

续表 3.9-1　项目与阿克苏地区生态环境准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292530001	新和县一般管控单元	一般管控单元		
控维度	**管控要求**			**符合性**
空间布局约束	1 执行阿克苏地区尽体官控要水中空同布同约来的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治;对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭;对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。			本项目为石油、天然气开采工程，项目用占地为未利用地。污染物排放均按相关标准要求执行。符合本单元管控要求。
污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理			本项目按要求进行总量控制和削减污染物排放总量，符合本单元管控要求。
环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。			项目投产后，由英买油气开发部管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体

	3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4.加强油(气)田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油(气)资源开发区历史遗留污染场地治理。	系中。符合本单元管控要求。
资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	本项目会消耗一定量的水资源，但资源消耗量对于区域资源利用总量较少，符合本单元管控要求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

英买油气田地处塔克拉玛干沙漠北缘，主要包括英买力气田群和英买潜山油田，具体日常运行管理由塔里木油田分公司二级单位英买油气开发部负责。

英买力气田群位于新疆维吾尔自治区新和县与温宿县境内，英买力气田共建成13个区块，分别为玉东2、羊塔1、羊塔5、英买7、英买21、英买17、英买23、羊塔2、英买46、英买463、羊塔3、玉东7、玉东1区块。

英买力潜山组油藏位于天山南麓塔里木盆地北缘、塔克拉玛干沙漠北部，新疆维吾尔自治区新和县与沙雅县境内。英买力潜山油藏共建成7个区块，分别为英买1、英买2、英买7、英买32、英买34、英买35、英买41。

新和县隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区，位于新疆维吾尔自治区西南部。地处天山南麓、塔里木盆地北缘，地理坐标为东经80°55′~82°43′、北纬40°45′~41°45′。东与库车县隔渭干河相望，西以玉尔滚山为界与阿克苏市、温宿县相交，北依天山支脉却勒塔格山与拜城县毗邻，南与沙雅县英买力乡、二牧场接壤。

沙雅县地处东经81°45′~84°47′，北纬39°31′~41°25′间，处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。沙雅县北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的尉犁县接壤，东西宽180km，南北长220km，总面积31955.15km^2。县城距省府乌鲁木齐市的直线距离486km，公路里程832km，距阿克苏市公路里程252km。

本次开发区块位于英买油气田，行政隶属于阿克苏地区沙雅县、新和县。YM17-1H距新和县城区东北部约60km，距英买处理厂南侧约25.3km；英西1井距沙雅县东北部约70km，距2#转油站西南侧约15.4km。YM171-1H井地理坐标E81°59′45.00″,N41°15′15.00″；英西1井地理坐标E82°2′47.00″,N40°56′32.00″。本项目地理位置见图4.1-1。

4.1.2 地形地貌

英买油气田所在的塔里木盆地南北受昆仑山和天山山系夹持，周边又被库鲁克塔格、柯坪塔格、铁克里克、阿尔金山等次一级山系环绕，边缘地形较复杂。盆地中央为塔克拉玛干沙漠，海拔高程在 1000m 左右，为流动性沙漠；周边山前地带为广阔的冲积扇和冲积平原，有绿洲分布，海拔高程约在 1000m～1300m 之间，与冲积平原相连的山地地形复杂，多为鸡爪形，海拔高程在 2000m～4000m 之间，相对高差可达 1000m～2000m。

英买油气田位于山前冲积扇和冲积平原上，地势平坦，土壤多盐碱，多为沙丘。

4.1.3 水文与水文地质

4.1.3.1 水文

英买油气田开发区域南面距塔里木河约 26km，东面距渭干河约 52km。区域内河流主要有渭干河及相应的沟渠。YM17-1H 井、英西 1 井周围 5km 范围内无常年地表水分布。

塔里木河发源于喀垃昆仑山，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，全长 1282km，自西向东流动，枯水期月平均流量 12.8m^3/s，平水期月平均流量 42m^3/s，丰水期月平均流量 382m^3/s。渭干河发源于哈尔克驼山的冰川，全长 450km，年径流量 70.1×10^8m^3。区内人工饮水及排水渠道较多，地下水出水构造主要有三个，即冲洪积平原孔隙潜水及承压水、塔里木河冲积平原淡水及封存咸水、第四系自流水分布区，类型主要是第四系松散层孔隙水，地下水补给方式为河流垂直侧向补给和山区地下水侧向补给。塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质的组成特点受地区自然条件的严格控制和近年来人为活动的影响，表现为矿度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 HSO_4·Cl－Ca·Mg·Na 为主，矿化度枯水期最大。塔里木河干流周围主要为垦荒农业区，基本无工业污染源，有机污染很少。

渭干河发源于哈尔克驼山汗腾格里峰东侧的喀拉库勒冰川，流经拜城盆地后，穿过千佛洞峡谷进入平原区，经沙雅县努尔马克乡南部折向东南部消失于荒漠中。该河周围基本无工业污染源，水质由流域内的含盐碱土母质决定，高矿化度为河流水质的显著特点。

4.1.3.2 区域水文地质

英买油气田所在地渭干河冲洪积平原属天山地槽和塔里木地台两大地质构造单元接合地带的沙雅隆起带，其北部为库车坳陷。

区域内地下主要有单一结构富水性极强的潜水层，多层结构富水性中等的潜水及富水性较强的承压水含水层，多层结构富水性弱的潜水及承压水含水层三种类型，上中部含水层颗粒粗大，为单一潜水层，单井出水量 1000m^3/d～5000m^3/d，为 HCO_3－Ca·Na 型水，矿化度小于 0.5g/L，下部为多层结构，潜水水量亦丰富，单井出水量达 1000m^3/d 以上。库车地段承压水顶板埋深 20m～40m，最大出水量 270m3/d～829m^3/d，属 Cl－Na 或 Cl·SO_4·HCO_3-Na·Ca 型水，矿化度小于 0.3g/L，而大涝坝、二八台、新和、沙雅地区，承压水顶板埋深 7m～42m，最大出水量 1025m^3/d～5514m^3/d，矿化度 0.3g/L～0.6g/L，新和南可增至 11.97g/L。

4.1.4 气候、气象

沙雅县属暖温带沙漠边缘气候区，受北部荒漠沙地和南部塔克拉玛干大沙漠的影响极大，县内长年日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，常年主风向为西北风，沙雅县气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1　　沙雅县主要气候气象参数一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	11.4℃	6	年平均蒸发量	2044.6mm
2	年极端最高气温	41.2℃	7	年最大冻土深度	0.77m
3	年极端最低气温	-24.2℃	8	年平均相对湿度	49%
4	年平均降水量	47.3mm	9	多年平均风速	1.37m/s
5	年平均大气压	956.5hPa			

新和县地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据新和县气象站多年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4.1-2。

表 4.1-2　　新和县主要气候气象参数一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	11.3℃	7	多年平均风速	1.97m/s
2	极端最高气温	36.8℃	8	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-32.0℃	9	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温(7 月)	32.9℃	10	日最大降雨量	37.5mm

5	月平均最低气温(1 月)	-18.0℃	11	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	54%	12	平均年蒸发量	2115.2mm

4.1.5 土壤、植被及野生动物分布

本区属干旱区典型的沙生动、植物分布区。该区动植物区系属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔克拉玛干荒漠省。土壤类型主要为漠境盐土和风沙土，地表土壤成土母质主要为风积物，无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。流动性风沙土养份含量极低，盐分含量轻微，组成以细沙颗粒为主。因此，在该地域上生存发育的植被极其贫乏，仅在部分沙丘洼地中生长稀疏的塔克拉玛干柽柳和多枝柽柳，其伴生种类极少，大部分地带为裸地。植物分布贫乏使得该区域内野生动物的分布和种群数量极低，沙丘间洼地中近柽柳丛地带偶见叶城沙蜥活动，极少地区分布长耳跳鼠，区域内基本无鸟类栖息和迁徙。近年来，由于油气田开发建设活动和沙漠公路的绿化工程，在联合站等人类活动地区，偶有伴人动物麻雀等活动。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 生态环境现状调查与评价

4.2.1.1 区域生态功能区划

本项目位于阿克苏地区沙雅县、新和县境内。根据现场调查和资料搜集，工程所在区域不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊生态敏感区域和重要生态敏感区域。

根据《新疆生态功能区划》，本工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1 和图 4.2-2。

表 4.2-1　工程区生态功能区划表

项　目		主　要　内　容	
生态功能分区单元	生态区	IV 塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区	
	生态亚区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	
	生态功能区	55.渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区	56.塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区
隶属行政区		库车县、沙雅县、新和县	阿克苏市、沙雅县、库车县、轮台县、库尔勒市、尉犁县
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产

主要生态环境问题	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
主要生态敏感因子、敏感程度	生物多样性及其生境中度敏感，土壤荒漠化中度敏感，土壤盐渍化高度敏感	生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀中度敏感，土地沙漠化不敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
主要保护措施	节水灌溉、开发地下水、完善水利工程设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水	退耕还林草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻
适宜发展方向	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地	加大保护力度，建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区

由表可知，英买油气田属于“塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区；塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区”，主要生态服务功能分别为“农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给”。本工程新建井场场占地面积小、管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，符合区域生态服务功能定位。

4.2.6.2 生态单元划分

本项目部署2口井井场工程，集油管线9.45km，采气管线2.5km，燃料气管线管线2.5km，根据项目的生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如下表4.2-2。

表4.2-2　　生态环境现状调查

工程内容		工程范围	占用土地利用类型	占用植被类型	占用土壤类型
英西1井场		1口	草地	植被稀疏，盖度低，以柽柳+盐穗木群系和芦苇群系为主，盖度5～15%	漠境盐土
YM171-1H井场		1口	沙地	植被稀疏，盖度低，以柽柳+盐穗木群系和芦苇群系为主，盖度小于5%	风沙土
管线	英西1井集输管线	8.25km	草地	与井场植被特征对应	漠境盐土
	YM171-1H井集输管线	3.7km	沙地	与井场植被特征对应	风沙土

4.2.6.3 生态系统类型和特征

（1）生态系统类型

项目所在区域属于荒漠生态系统和工矿用地生态系统的复合生态类型， 其结构简单，荒漠和油田生产设施相嵌分布。

1）荒漠生态系统

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。

荒漠地区为极端大陆性气候，降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。严酷的自然条件限制了许多植物的生存，只有为数不多的超旱生半乔木、半灌木、小半灌木和灌木或肉质的仙人掌类植物稀疏地分布。所以群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。常见的有昆虫、蜥蜴、啮齿类和某些鸟类。

2）工矿用地生态系统

工矿用地生态系统是指工矿区空间范畴内人工构造的社会环境系统与相应的自然环境系统形成的以工业生产、矿产资源开发利用等为主导的自然、经济、社会各个子系统相互影响、相互制约的复合生态系统。评价区域内分布着油田生产设施，都属于工矿用地生态系统。

（2）生态系统特征

1)天然降水稀少

环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的沙生植物才能得以生存，由此形成内陆干旱沙漠生态景观。

2)沙漠包围绿洲

评价区域沙漠面积大，且分布广，是一个典型的“盐化沙漠广布，壤土隘狭，边缘镶嵌分布”的地区。区域内绿洲面积相对较小，绿洲常面临着风沙危害和土壤侵蚀(风蚀)的威胁。

3)植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的灾害性影响。

4)生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。沙漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

4.2.6.4 土地利用现状

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。英买油气田所在区域土地利用类型均为未利用土地中的沙地和少部分草地。项目区土地利用现状见图 4.2-3。

本项目所在区域除英西 1 井场土地利用类型为草地，地表有稀疏植被；YM171-1H 井场土地利用类型均为未利用土地中的沙地，土地现状以自然状态为主，呈典型的干旱荒漠，人为干扰较小。

4.2.6.5 土壤类型及分布

根据遥感影像图、新疆自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，该区域属极端干旱的暖温带气候，气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分解，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。在本油田区域分布的土壤类型有盐土、风沙土。盐土是项目区分布最广的一类土壤，在油气田区主要分布漠境盐土亚类。项目区土壤类型见图 4.2-4。

漠境盐土位于荒漠边缘地带，受风沙影响，多以砂壤土或砂土为主，地表比较平坦，盐壳厚度较薄，一般在 1cm 左右。地表植被以盐生耐旱植物为主，覆盖度不足 10%。风沙土，地表土壤成土母质主要为风积物，无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。流动性风沙土养份含量极低，盐分含量轻微，组成以细沙颗粒为主。

4.2.6.6 植被现状调查与评价

（1）区域自然植被区系类型

按中国植被自然地理区系划分，油气田区域植被类型属于新疆荒漠区、南疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏－库尔勒州。该区域的植被基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，在平原区扇缘带以耐盐碱的盐柴类植被为主。该区域的主要植被类型有：灌木荒漠、小半灌木荒漠、半灌木荒漠、多汁木本盐柴类荒漠等 4 种类型。区域主要的野生植物具体名录见表 4.2-3。区域植被类型图见图 4.2-5。

由表可以看出，油气田区以荒漠植被的生活型谱是：高位芽植物占 78%，地上芽植物占 11%，地下芽植物占 11%。显而易见，冬季寒冷、夏季高温、干旱少雨和多风的影响，使该区植物生活型组成多样化，且一年生和地上芽植物具有较高的比重，这是在极干旱荒漠地区植被生存策略的一个显著特点。

评价范围内的保护植物主要为梭梭，梭梭属于《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(第一批)中的Ⅰ级保护植物。

表 4.2-3　沙漠常见植物名录一览表

植物名称	植物生活型					出现度较大的种	优势种	保护植物	资源植物
	高位芽植物	地上芽植物	地面芽植物	地下芽植物	一年生植物				

多枝柽柳 *Tamarix arcenthoides*	√					√	√		
盐生草Halogeton glomeratus	√					√	√		
盐穗木*Halostachys belangeriana*	√					√			
梭梭 *Haloxylon ammodendron*	√					√	√	√	
盐生假木贼 *Anabasis salsa*		√					√		
塔里木沙拐枣 *Calligonum roborowskii*	√							√	
芦苇 *Phragmites adans*				√		√	√		√
合头草*Sympegma regelii*	√					√	√		
骆驼刺*Alhagi sparsifolia*	√					√	√		

（2）评价区植被类型

项目区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观。

多枝柽柳群系

大部分土壤为盐土，总盖度 6%。柽柳盖度 3%左右，高度约 1m～1.2m，盐穗木盖度 2%左右，高度约 0.3m～0.4m，另外还有盐爪爪等植物，盖度 1%左右，高度约 0.3m。总体盖度约 10%，局部低于 5%。

芦苇群系

在洪水期常被淹没，地面有时积水，该区域芦苇长势稀疏，高度 0.5m～0.8m，盖度达 20%～30%。有时其中夹杂小量盐穗木或柽柳。

4.2.6.7 野生动物资源现状调查与评价

（1）野生动物栖息生境类型

项目区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为却勒塔格山前冲洪积平原和塔里木河冲积平原，呈平原微丘地貌，气候极端干燥，地处荒漠，生境简单。

（2）野生动物的区系与分布

项目区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.2-4。

表 4.2-4　　项目区主要动物种类及分布一览表

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			荒漠戈壁
两栖、爬行类	5 种		
绿蟾蜍	Bufo viridis		++
南疆沙蜥	Phrynocephalus forsythi		++
密点麻蜥	Eremias multiocellata		++
荒漠麻蜥	Eremias przewalskii		++
红沙蟒	Eryx miliaris		
鸟类	32 种		
石鸡	*Alectoris graeca*	B	
环颈雉	*Phasianus colchicus*	R	
凤头麦鸡	*Vanellus vancllus*	B	±
毛脚沙鸡	*Syrrhates paradoxus*	R	＋
原鸽	*Columba livia*	R	＋
欧斑鸠	*Streptopelia turtur*	B	
灰斑鸠	*Streptopelia decaocto*	R	
大杜鹃	*Streptopelia turtur*	S	
楼燕	*Apus apus*	B	
戴胜	*Upupa epops*	R	
白翅啄木鸟	*Dendrocopos leucopterus*	B	
沙百灵	*Calandrella rufescens*	R	++

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			荒漠戈壁
凤头百灵	*Galerida cristata*	R	++
角百灵	*Eremophila alpestris*	R	＋
云雀	*Alauda arvensis*	B	±
白鹡鸰	*Motacilla alba*	B	＋
红尾伯劳	*Lanius cristatus*	B	±
喜鹊	*Pica pica*	R	
黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*	S	++
寒鸦	*Corvus monedula*	W	±
小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	±
树麻雀	*Passer montanus*	R	
黑顶麻雀	*Passer ammodendri*	R	
漠雀	*Rhodopechys githagineus*	B	＋
哺乳类	**12 种**		
草兔	*Lepus capensis*	—	
三趾跳鼠	*Dipus sagitta*	—	±
长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	—	＋
小家鼠	*Mus musculus*	—	
褐家鼠	*Rattus noevegicus*	—	
灰仓鼠	*Cricetulus migratorius*	—	
子午沙鼠	*Meriones meridianus*	—	＋
狼	*Canis lupus*	—	±

注：(1)R——留鸟　　B——繁殖鸟　　W——冬候鸟　　S——夏候鸟
(2)±：偶见种类　　＋：常见种　　++：多见种

经过咨询当地林业局野生动物保护科以及当地环保局等单位，该区域共有国家级重点保护动物 5 种，分别为黑尾地鸦、云雀、白翅啄木鸟、红沙蟒、塔里木兔，其中地区特有种中塔里木兔被列入保护名录。在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

塔里木兔：分布在新疆南部塔里木盆地，为国家二级保护动物。塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35～43 厘米，尾长 5～10 厘米，体重不到 2 千克。由于

长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10 厘米，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2～5 只。

4.2.6.8 水土流失现状

（1）水土流失重点防治分区

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(办水保[2013]188 号)及关于印发《新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知(新水水保〔2019〕4 号)，拟建工程所在沙雅县属于 I2 塔里木河中上游水土流失重点预防区和II3 塔里木河流域重点治理区；新和县属于Ⅱ3 塔里木河流域重点治理区。

（2）水土流失成因

项目区地形平坦，地表地表裸露植被稀少，林草覆盖率较低，扰动后易引发侵蚀。从年降雨频率、平均风速、最大风速分析，具备发生侵蚀的条件。

（3）水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190—2007)，结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以中度风力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为 2700t/km^2·a。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区容许土壤流失量取值为 2200t/km^2·a。

4.2.6.9 区域荒漠化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》(2011-2020 年)，沙雅县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，近年来，塔里木河流域综合治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量荒漠植被面临死亡。

沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm^2，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm^2，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm^2，占 37.33%；固定沙地 59434.31hm^2，占 2.20%；戈壁 2242.15hm^2，占 0.08%。

新和县轻度以上风力和水力侵蚀总面积 2091.38km^2，占全县面积的 35.87%，其中水力侵蚀面积 38.49km^2，占土壤侵蚀总面积的 1.84%，风力侵蚀面积 2052.89km^2，占土壤侵蚀总面积的 98.16%.

4.2.6.10 小结

英买油气田位于塔克拉玛干沙漠北缘，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。评价区域内以自然状态为主，项目区域无地表径流，仅分布季节性洪水冲沟，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区；塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为盐土、风沙土所覆盖，少量植物生长，为裸地，野生动物极少。

4.2.2 环境空气质量现状调查与评价

4.2.2.1 区域大气环境质量达标判定

本项目地处阿克苏地区沙雅县、新和县，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，对本工程所在区域进行环境质量达标判定。

根据中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的数据，阿克苏地区 2019 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度分别为 7μg/m^3、31μg/m^3、101μg/m^3、39μg/m^3；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.9mg/m^3，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 130μg/m^3。

表 4.2-5　环境空气质量达标判定结果　单位 μg/m^3

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	7	60	11.67	达标
NO_2	年平均质量浓度	31	40	77.5	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	101	70	144.29	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	39	35	111.43	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1900	4000	47.5	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	130	160	81.25	达标

项目所在区域 SO_2、NO_2 年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。故阿克苏地区为环境空气质量不达标区。

4.2.1.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）对拟建工程所在区域环境空气质量现状进行实地监测。监测报告见附件 12。

本项目在英买油气田内共布设 3 个大气监测点。

监测点位基本信息见表 4.2-6 和图 4.2-6。

表 4.2-6 环境空气质量现状监测点位及因子一览表

编号	位置	坐标	监测因子	监测频次
1	英西 1	E82°2′47″,N40°56′32″	监测因子包括非甲烷总烃、H_2S。	井场上下风向各监测一个点位，每天采样 4 次，共监测 7 天
2	YM171-1H	E81°59′45″,N41°15′15″		
3	YG201 井	N40°59′19.88″，E82°5′55.78″		

（2）监测时间及频率

监测时间为 2021 年 8 月 20 日～8 月 26 日。其中，H_2S 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。非甲烷总烃为每天采样 4 次，每次取 1 小时等时间间隔 4 各样品的平均值。

（3）监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.2-7。

表 4.2-7 环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H_2S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲基蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m^3	0.005
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2010	mg/m^3	0.07

（4）评价标准

非甲烷总烃1小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的浓度限值2.0mg/m³，H_2S执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中其他污染物空气质量浓度参考限值（10μg/m³）的浓度限值要求。

（5）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}} \times 100\ \%$$

式中：

P_i——第i个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第i个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（6）评价结果

监测及评价结果见表4.2-8。

表4.2-8　其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	评价标准(μg/m³)	监测浓度范围(μg/m³)	最大浓度占标率/%	达标情况
英西1井上风向	非甲烷总烃	2000	500~740	37	达标
	硫化氢	10	＜0.005	-	达标
英西1井下风向	非甲烷总烃	2000	550~770	38.5	达标
	硫化氢	10	＜0.005	-	达标
YM171-1H井上风向	非甲烷总烃	2000	490~560	28	达标
	硫化氢	10	＜0.005	-	达标
YM171-1H井下风向	非甲烷总烃	2000	570~740	37	达标
	硫化氢	10	＜0.005	-	达标
YG201井上风向	非甲烷总烃	2000	490~600	30	达标
	硫化氢	10	＜0.005	-	达标
YG201井下风向	非甲烷总烃	2000	540~830	41.5	达标
	硫化氢	10	＜0.005	-	达标

从上表可以看出，在监测期间，本项目区域特征污染物H_2S小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中其他

污染物空气质量浓度参考限值（10μg/m³）的浓度限值要求；非甲烷总烃小时平均值在 490～830μg/m³之间，最大占标率为 41.5%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2000μg/m³要求。

4.2.3 声环境现状评价

声环境现状委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）进行现场监测。

（1）监测点位

根据项目位置情况和周围敏感点关系，在英买油气田内共布设 2 个噪声监测点。具体布置情况见表 4.2-9。

表 4.2-9 声环境现状监测点位表

序号	点位	坐标	监测因子	监测频次
1	YM171-1H	E81°59′45″,N41°15′15″	L_{eq}	检测 2 天，每天昼间检测 2 次，夜间检测 1 次
2	英西 1	E82°2′47″,N40°56′32″		

（2）监测项目：连续等效 A 声级 Leq[dB(A)]。

（3）监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的方法进行监测。

（4）监测时间：本次现状监测时间为 2021 年 8 月 20 日-8 月 25 日。各监测点位监测 2 天，分昼夜进行监测。

（5）评价标准

区域声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

（6）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（7）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.2-10.

表 4.2-10 声环境现状监测及评价结果表

检测点位置		昼间				夜间			
		监测值		标准值	评价结果	监测值		标准值	评价结果
		第一天	第二天			第一天	第二天		
英西 1 井	东界	47.5	48.3	60	达标	42.5	42.7	50	达标
	南界	48.1	47.6	60	达标	41.6	44.1	50	达标

	西界	47.1	48.2	60	达标	42.3	44.4	50	达标
	北界	47.7	48.5	60	达标	41.9	44.0	50	达标
YM171-1H	东界	48.6	48.3	60	达标	44.9	43.4	50	达标
	南界	48.4	47.5	60	达标	45.1	42.8	50	达标
	西界	48.3	48.2	60	达标	44.7	43.1	50	达标
	北界	48.1	47.7	60	达标	44.2	42.6	50	达标
YG201		47.6	48.0	60	达标	43.8	44.8	50	达标
		48.4	48.2	60	达标	43.4	45.2	50	达标
		48.5	48.1	60	达标	44.5	44.8	50	达标
		47.8	47.7	60	达标	44.1	45.5	50	达标

从上表可以看出，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

4.2.4 地表水环境现状调查与评价

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，且本项目周边5km范围内无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级B，无需开展地表水环境影响评价。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污、废水处理设施的依托可行性。

4.2.5 地下水环境现状调查与评价

4.2.5.1 地下水现状调查

一、区域水文地质

（1）地下水的赋存条件及分布特征

该区域分布于314国道以南塔里木河以北却勒塔格山洪积冲积平原，部分凝析气田区位于渭干河冲洪积平原尾缘地段，与塔里木河冲积平原相衔，地貌上属细土平原带。凝析气田地表岩性以粘土、亚粘土、亚沙土、粉细沙为主，局部有固定和半固定沙丘及洪水冲沟分布，凝析气田区为荒漠地区。

含水层的特征为：区域内水文地质条件因地形地貌的变化有一定的差异，凝析气田区位于渭干河洪冲积平原边缘与塔里木河冲积平原交接处，表层岩性为粘

土、亚粘土及粉细砂、亚砂土，部分地区土壤盐渍化严重，地下水径流滞缓，属弱富水的潜水及承压水区，潜水位2m～10m，潜水矿化度大于3g/L。根据已有的资料在150m内有潜水和三层承压含水层。

（2）区域含水层的分布及富水性

潜水含水层岩性为细砂、亚砂土，含水层厚度在25m～35m，第一层承压含水层顶板埋深45m～55m，含水层岩性为粉细砂，含水层厚度12m～16m；第二层承压含水层顶板埋深70m～80m，含水层岩性为粉细砂，含水层厚度10m～15m；第三层承压含水层顶板埋深90m～100m，含水层岩性为粉细砂、细砂，含水层厚度15m～20m。承压含水层富水性弱，单位涌水量0.8L/s·m～1L/s·m左右，渗透系数3m/d～5m/d，水质较差，矿化度1g/L-3g/L左右，水化学类型为HCO_3^-·Cl-—Ca^{2+}· Na^+。

（3）水文地质分区

本区域内地下主要有单一结构富水性极强的潜水层，多层结构富水性中等的潜水及富水性较强的承压水含水层，多层结构富水性弱的潜水及承压水含水层三种类型，上中部含水层颗粒粗大，为单一潜水层，单井出水量1000m^3/d～5000m^3/d，为HCO_3^-Ca•Na型水，矿化度小于0.5g/L，下部为多层结构，潜水水量亦丰富，单井出水量达1000m^3/d以上。库车地段承压水顶板埋深20m～40m，最大出水量270m^3/d～829m^3/d，属Cl¯Na或Cl•SO_4•HCO_3^-Na•Ca型水，矿化度小于0.3g/L，而大涝坝、二八台、新和、沙雅地区，承压水顶板埋深7m～42m，最大出水量1025m^3/d～5514m^3/d,矿化度0.3g/L～0.6g/L，新和南可增至11.97g/L。

二、评价区水文地质条件

本区域赋存第四系松散岩类孔隙潜水和承压水含水构造。

（1）碎屑岩裂隙孔隙水

第三系的砂岩、砾岩为含水层，泥岩和砂质泥岩为隔水层。岩层中孔隙裂隙极不发育，使该类型地下水循环条件极差，富水性极差，水质极差。矿化度大于3g/L，多为Cl-Na及Cl•SO_4—Na型水，无供水意义。

（2）松散岩类孔隙水

分布于调查区大部分地区，根据含水层特征，分为潜水和承压水两大类。

①潜水

潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为 100～1000m^3/d，含水层的渗透系数为 2.38～6.78m/d，水位埋深 1.25～10.5m，补给来源主要为渭干河洪积扇侧向补给，其次为渠水、田间水等入渗补给。以垂直蒸发和水平径流方式排泄。

详查区内的潜水水质差，矿化度 0.42～72.58g/L，溶解性总固体含量在 1g/L 以上，多为 Cl•SO_4－Na、Cl－Na 型咸水，不适合生活用水。

②承压水

第四系沉积厚度在调查区为 200～300m。赋存浅层、中层、深层多层结构的承压水含水层，单层厚度最大的为 35m，单层最小厚度为 10m。承压水的主要补给来源为东北部地下水的侧向流入，地下水径流方向为自东北向西南。

承压水含水层岩性以细砂、粉砂为主，开采目的层的埋藏深度在 75m～200m。钻孔的单位涌水量为 62～111m^3/d•m，富水性为中等(100～1000m^3/d)，含水层的渗透系数 1.30～3.71m/d 之间，承压水的水头在+0.5～-1.32m 之间，承压水含水层的富水性为水量中等，水化学类型为 Cl•SO_4—Na 及 SO_4 •Cl—Na(Ca)型水。

（3）地下水的补、径、排条件

项目区处于渭干河冲洪积平原前缘地带，含水层为多层结构，地下水具多层结构特征。潜水可接受人工渠系、田间灌溉和大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向迳流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小(千分之一左右)、含水层颗粒细的控制，地下水迳流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾、人工排碱渠排水等方式排泄；承压水主要从上游地段地下水侧向迳流为补给来源，水平迳流运移十分缓慢，为弱径流－停滞状态。目前，人工开采深层地下水也是其排泄的另一种方式。

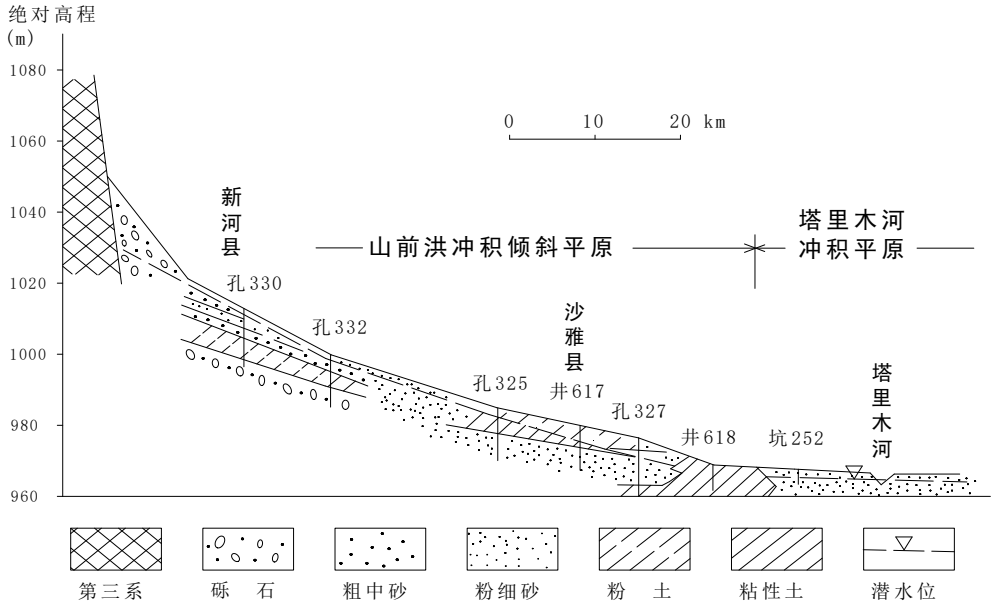
（4）地下水化学类型

评价区内仅研究地表以下 70m 内的地下水情况，该区域地下水受地表情况与区域内河流影响最大。本区降水较少，因此降雨相对于塔里木河与渭干河对本区地下水的影响几可忽略不计，但本区气候干旱，常年日照，蒸发量巨大，并且地下水径流较为缓慢，所以本区地下水矿化度较高。地下水阴离子以 Cl^-，SO^{42-}

为主，阳离子以 Na^+为主，水化学类型主要为 Cl·SO^4-Na 型和 Cl-Na 型。区域水文地质图、水文地质剖面示意图见图 4.2-7。

（5）工程场区包气带特征

项目所在区域包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 3～7m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22～0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15～1.93m/d。



编 号	孔330	孔332	孔325	井617	孔327	井618	坑252
地面高程(m)	1014	1000	985.11	980.43	977.23	968.79	968.08
潜水位深(m)	0.70		1.55	3.85	2.22	4.00	1.30

图 4.2-7 水文地质剖面示意图

4.2.5.2 地下水质量现状评价

本次评价对区域内地下水现状数据由新疆新环监测检测研究院（有限公司）进行实地监测。

（1）监测点位

根据本工程所在区域水文地质条件及地下水流向，选择 5 个监测点位。监测点位信息详见表 4.2-11。

表 4.2-11 地下水环境监测点位信息

序号	监测点名称	点位坐标	采样时间及频次	监测因子

1#	YM23井	N:41°21′50.93″ E:81°49′34.47″	2021年8月23日，检测1天，每个点位采样1次	色度、嗅和味、浊度、肉眼可见物、pH值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发酚、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、氰化物、硝酸盐（以氮计）、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐
2#	YM19井	N:41°11′15.81″ E:81°21′44.59″		
3#	2#转油站	N:41°1′33.13″ E:82°11′27.39″		
4#	YM44井	N:41°0′19.3″ E:82°13′45.51″		
5#	农机井	N:40°24′43.12″ E:82°10′53.19″		

（2）监测含水层

项目区域水文地质特征为单一潜水含水层，监测含水层为潜水含水层.

（3）监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)有关标准和规范执行。各地下水监测因子和检测分析因子分析方法及检出限情况见表4.2-12。

表4.2-12　地下水环境监测因子和检测因子分析方法及检出限值一览表

检测项目	检测的标准（方法）名称及编号（含年号）
色度	水质 色度的测标准 铂钴比色法 GB 11903-1989
嗅和味	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006
浊度	水质 浊度的测定 目视比浊法 GB13200-1991
肉眼可见物	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006
pH值	水质 pH值的测定 玻璃电极法 GB6920-1986
总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA滴定法 GB 7477-1987
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GBT 5750.4-2006
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009
阴离子表面活性剂	水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法 GB 7494-1987
耗氧量	生活饮用水标准检验方法有机物综合指标 GB T 5750.7-2006
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535—2009
硝酸盐（以氮计）	水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法 HJ/T346-2007
硫酸盐、氯化物、氟化物	水质 无机阴离子的测定 离子色谱法 HJ 84-2016
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 标准 GB T 16489-1996
总大肠菌群	水质 总大肠菌群、粪大肠菌群和大肠埃希氏菌的测定 酶底物法 HJ 1001-2018
细菌总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法 HJ1000-2018

亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB7493-1987
碘化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 GBT 5750.5-2006
氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ484-2009
六价铬	水质六价铬的测定二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-87
汞、砷、硒	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ694-2014
锌、铜、镉、铅	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB7475-1987
铝、钠、钙、镁、钾	水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015
铁、锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11911-1989
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 HJ970-2018
碳酸盐、重碳酸盐	碱度（总碱度、重碳酸盐和碳酸盐的测定）（酸滴定法） SL83-1994
三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯	水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ639-2012

（4）评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III 类标准；其他因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III 类标准。

（5）评价方法

采用标准指数法对监测结果进行评价。标准指数＞1，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式如下：

1）对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

2）对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \qquad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \qquad pH > 7 \text{ 时}$$

式中：Pi——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

P_{pH}——pH 的标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{sd}——标准中 pH 的下限值；

pH_{su}——标准中 pH 的上限值。

（6）监测及评价结果

评价区地下水水质监测及评价结果详见表 4.2-13。

表 4.2-13 地下水水质监测及评价结果　　单位：mg/L（pH 及总大肠菌群除外）

序号	检测项目			1#	2#	3#	4#	5#
1	色度	标准值 ≤15	监测值	＜5	＜5	＜5	2	2
			标准指数	-	-	-	-	-
2	嗅和味	无	监测值	无	无	无	无	无
3	浊度	标准值 ≤3	监测值	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1
			标准指数	-	-	-	-	-
4	肉眼可见物	无	监测值	无	无	无	无	无
5	pH 值	标准值 6.5～8.5	监测值	7.84	7.81	7.92	7.86	7.94
			标准指数	0.56	0.54	0.61	0.57	0.62
6	总硬度	标准值 ≤450	监测值	1238	1266	1930	2058	1862
			标准指数	**2.75**	**2.81**	**4.28**	**4.57**	**4.13**
7	溶解性总固体	标准值 ≤1000	监测值	2805	2813	4333	4745	4314
			标准指数	**2.805**	**2.813**	**4.333**	**4.745**	**4.314**
8	硫酸根（硫酸盐）	标准值 ≤250	监测值	555	534	773	783	1269
			标准指数	**2.22**	**2.12**	**3.09**	**3.13**	**5.07**
9	氯离子（氯化物）	标准值 ≤250	监测值	768	772	1424	1668	974
			标准指数	**3.07**	**3.08**	**5.696**	**6.672**	**3.89**
10	铁	标准值 ≤0.3	监测值	0.06	0.14	0.24	0.47	0.15
			标准指数	0.2	0.46	0.8	**1.56**	0.5
11	锰	标准值 ≤0.1	监测值	0.07	0.07	1.40	1.38	0.76
			标准指数	0.7	0.7	**14**	**13.8**	**7.6**
12	铜	标准值 ≤1.0	监测值	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
			标准指数	-	-	-	-	-
13	锌	标准值 ≤1.0	监测值	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
			标准指数	-	-	-	-	-
14	铝	标准值 <0.2	监测值	＜0.009	＜0.009	＜0.009	＜0.009	＜0.009

			标准指数	-	-	-	-	-
15	挥发酚	标准值≤0.002	监测值	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003
			标准指数	-	-	-	-	-
16	阴离子表面活性	标准值≤0.3	监测值	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
			标准指数	-	-	-	-	-
17	耗氧量	标准值≤3.0	监测值	0.23	0.29	0.55	0.60	0.25
			标准指数	0.07	0.09	0.18	0.2	0.08
18	氨氮	标准值≤0.5	监测值	0.060	0.072	0.086	0.078	0.094
			标准指数	0.04	0.048	0.057	0.052	0.0626
19	硫化物	标准值≤0.02	监测值	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
			标准指数	-	-	-	-	-
20	钠离子（钠）	-	监测值	109	107	83.6	84.1	127
21	钾离子	-	监测值	75	79	112	111	57
22	钙离子	-	监测值	206	219	516	544	450
23	镁离子	-	监测值	118	120	116	128	109
24	碳酸盐	-	监测值	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	重酸氢盐	-	监测值	1.86	1.98	4.35	4.34	5.52
26	总大肠菌群CFU/100mL	标准值≤3.0	监测值	＜10	＜10	＜10	＜10	＜10
			标准指数	-	-	-	-	-
27	细菌总数CFU/mL	标准值≤100	监测值	50	46	60	56	68
			标准指数	0.05	0.046	0.06	0.056	0.068
28	亚硝酸盐氮	标准值≤1.0	监测值	＜0.003	＜0.003	0.019	0.022	＜0.003
			标准指数	-	-	-	-	-
29	氰化物	标准值≤0.05	监测值	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004
			标准指数	-	-	-	-	-
30	硝酸盐氮	标准值≤20.0	监测值	0.37	0.41	0.48	1.27	0.41
			标准指数	0.0123	0.0136	0.016	0.0423	0.0136
31	氟化物	标准值≤1.0	监测值	0.705	0.703	0.826	0.891	0.720
			标准指数	0.705	0.703	0.826	0.891	0.720

32	碘化物	标准值≤0.08	监测值	＜0.02	＜0.02	＜0.02	＜0.02	＜0.02
			标准指数	-	-	-	-	-
33	汞	标准值≤0.001	监测值	＜0.00004	＜0.00004	＜0.00004	＜0.00004	＜0.00004
			标准指数	-	-	-	-	-
34	砷	标准值≤0.01	监测值	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003	0.0003
			标准指数	-	-	-	-	-
35	硒	标准值≤0.01	监测值	＜0.0004	＜0.0004	＜0.0004	＜0.0004	＜0.0004
			标准指数	-	-	-	-	-
36	镉	标准值≤0.005	监测值	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
			标准指数	-	-	-	-	-
37	六价铬	标准值≤0.05	监测值	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004
			标准指数	-	-	-	-	-
38	铅	标准值≤0.01	监测值	0.01	0.02	0.06	0.07	＜0.01
			标准指数	0.1	0.2	0.6	0.7	-
39	三氯甲烷	标准值≤60	监测值	＜0.0004	＜0.0004	＜0.0004	＜0.0004	＜0.0004
			标准指数	-	-	-	-	-
40	四氯化碳	标准值≤2.0	监测值	＜0.0004	＜0.0004	＜0.0004	＜0.0004	＜0.0004
			标准指数	-	-	-	-	-
41	苯	标准值≤10.0	监测值	＜0.0004	＜0.0004	＜0.0004	＜0.0004	＜0.0004
			标准指数	-	-	-	-	-
42	甲苯	标准值≤700	监测值	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003
			标准指数	-	-	-	-	-
43	石油类	标准值≤0.05	监测值	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01
			标准指数	-	-	-	-	-

由上表可以看出，各检出因子的标准指数中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰超标外，其他因子均未超过《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类水质要求。其中评价区地下水中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。

4.2.6 土壤环境现状调查与评价

（1）土壤概况

该区域属极端干旱的暖温带气候，气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分解，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。在本油田区域分布的土壤类型有盐土。盐土是项目区分布最广的一类土壤，在油气田区主要分布漠境盐土亚类。

漠境残余盐土由于其位于荒漠边缘地带，受风沙影响，多以砂壤土或砂土为主，地表比较平坦，盐壳厚度较薄，一般在 1cm 左右。地表植被以盐生耐旱植物为主，覆盖度不足 10%。

（2）土壤环境质量现状监测与评价

本次评价土壤检测委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）对土壤环境质量现状进行了监测，采样时间为 2021 年 8 月 22 日。

①监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，拟建工程不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)布点要求，在站场内设置 3 个柱状样，1 个表层样；站场外设置 2 个表层样。土壤环境监测点位布设情况见表 4.2-14。

表 4.2-14　土壤环境监测点位情况

序号	点号		监测点名称	监测项目	坐标
1	井场内	柱状样 1#	英西 1	测特征项（汞、砷、六价铬、镉、铅、镍、铜、石油烃、pH）	E82°2′47″,N40°56′32″
2		柱状样 2#	YM171-1H	全部测特征项（汞、砷、六价铬、镉、铅、镍、铜、石油烃、pH）	E81°59′45″,N41°15′15″
3		柱状样 3#	YG201		E82°5′55.092″,N40°59′19.735″
4		表层样 4#	英西 1	测 GB36600-2018 中 45 项、pH、石油烃共 47 项	
5	井场外	表层样 5#	YM171-1H	全部测特征项（镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、pH）	
6		表层样 6#	英西 1		

②监测时间和频次

采样 1 次，表层样取样深度在 0-20cm。柱状样采样深度在 0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5~3m 分别取样。

③监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中有关要求进行。

检测分析方法及检出限见表 4.2-15。

表 4.2-15 土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测因子	检 测 方 法	检出限
1	pH	《土壤 pH 值的测定 电位法》(HJ 962-2018)	/
2	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	0.01 mg/kg
3	镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	0.01 mg/kg
4	铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ 1082-2019)	0.5mg/kg
5	铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	1mg/kg
6	铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	0.1 mg/kg
7	汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	0.002 mg/kg
8	镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	3mg/kg
9	石油烃(C_{10}-C_{40})	《土壤和沉积物 石油烃(C10-C40)的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	6mg/kg
10	四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	1.3 μg/kg
11	氯仿		1.1 μg/kg
12	氯甲烷		1.0 μg/kg
13	1,1-二氯乙烷		1.2 μg/kg

续表 4.2-15 土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测因子	检 测 方 法	检出限
14	1,2-二氯乙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	1.3 μg/kg
15	1,1-二氯乙烯		1.0 μg/kg
16	顺式-1,2-二氯乙烯		1.3 μg/kg
17	反式-1,2-二氯乙烯		1.4 μg/kg
18	二氯甲烷		1.5 μg/kg
19	1,2-二氯丙烷		1.1 μg/kg

20	1,1,1,2-四氯乙烷		1.2 μg/kg
21	1,1,2,2-四氯乙烷		1.2 μg/kg
22	四氯乙烯		1.4 μg/kg
23	1,1,1-三氯乙烷		1.3 μg/kg
24	1,1,2-三氯乙烷		1.2 μg/kg
25	三氯乙烯		1.2 μg/kg
26	1,2,3-三氯丙烷		1.2 μg/kg
27	氯乙烯		1.0 μg/kg
28	苯		1.9 μg/kg
29	氯苯		1.2 μg/kg
30	1,2-二氯苯		1.5 μg/kg
31	1,4-二氯苯		1.5 μg/kg
32	乙苯		1.2 μg/kg
33	苯乙烯		1.1 μg/kg
34	甲苯		1.3 μg/kg
35	间，对-二甲苯		1.2 μg/kg
36	邻-二甲苯		1.2 μg/kg
37	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	0.09 mg/kg
38	苯胺		0.09 mg/kg
39	2-氯苯酚		0.06 mg/kg
40	苯并[a]蒽		0.1mg/kg
41	苯并[a]芘		0.1mg/kg
42	苯并[b]荧蒽		0.2mg/kg
43	苯并[k]荧蒽		0.1mg/kg

续表 4.2-15　土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测因子	检 测 方 法	检出限
44	䓛	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	0.1mg/kg
45	二苯并[a,h]蒽		0.1mg/kg
46	茚并[1,2,3-cd]芘		0.1mg/kg
47	萘		0.09mg/kg

④评价方法

土壤环境质量评价方法采用标准指数法，监测与评价结果见表

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中：C_i——i 污染物的监测浓度值；

S_i——i 污染物的评价标准值；

P_i——i 污染物的污染指数。

⑤评价标准

占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外非建设用地土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。

⑥监测结果

具体监测及评价结果见表 4.2-16。

表 4.2-16 土壤现状监测及评价结果一览表（英西 1 井场内，建设用地表层样，全项）
单位：除 pH 无量纲外，其余均为 mg/kg

监测点位	序号	监测因子	标准值	Ci	Pi
				0-0.5m	
英西 1 井井场内	1	pH		8.57	-
	2	砷	60	7.84	0.130
	3	镉	65	0.14	0.0021
	4	铬(六价)	5.7	<0.5	<0.087
	5	铜	18000	15	0.00083
	6	铅	800	21.4	0.026
	7	汞	38	0.078	0.00205
	8	镍	900	15	0.016
	9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	7	0.0015
	10	四氯化碳	2.8	＜1.3	-
	11	氯仿	0.9	＜1.1	-
	12	氯甲烷	37	＜1.0	-
	13	1,1-二氯乙烷	9	＜1.2	-
	14	1,2-二氯乙烷	5	＜1.3	-
	15	1,1-二氯乙烯	66	＜1.0	-
	16	顺-1,2-二氯烯	596	＜1.3	-
	17	反-1,2-二氯烯	54	＜1.4	-
	18	二氯甲烷	616	＜1.5	-
	19	1,2-二氯丙烷	5	＜1.1	-
	20	1,1,1,2-四氯烷	10	＜1.2	-
	21	1,1,2,2-四氯烷	6.8	＜1.2	-
	22	四氯乙烯	53	＜1.4	-
	23	1,1,1-三氯烷	840	＜1.3	-
	24	1,1,2-三氯烷	2.8	＜1.2	-

	25	三氯乙烯	2.8	＜1.2	-
	26	1,2,3-三氯烷	0.5	＜1.2	-
	27	氯乙烯	0.43	＜1.0	-
	28	苯	4	＜1.9	-
	29	氯苯	270	＜1.2	-
	30	1,2-二氯苯	560	＜1.5	-
	31	1,4-二氯苯	20	＜1.5	-
	32	乙苯	28	＜1.2	-
	33	苯乙烯	1290	＜1.1	-
	34	甲苯	1200	＜1.3	-
	35	间-二甲苯+对-二甲苯	570	＜1.2	-
	36	邻-二甲苯	640	＜1.2	-
	37	硝基苯	76	＜0.09	-
	38	苯胺	260	＜0.1	-
	39	2-氯酚	2256	＜0.06	-
	40	苯并[a]蒽	15	＜0.1	-
	41	苯并[a]芘	1.5	＜0.1	-
	42	苯并[b]荧蒽	15	＜0.2	-
	43	苯并[k]荧蒽	151	＜0.1	-
	44	䓛	1293	＜0.1	-
	45	二苯并[a,h]蒽	1.5	＜0.1	-
	46	茚并[1,2,3-cd]芘	15	＜0.1	-
	47	萘	70	＜0.09	-

续表4.2-16　土壤现状监测及评价结果一览表（场内，建设用地柱状样，特征项）

单位：除pH无量纲外，其余均为mg/kg

监测点位	序号	监测因子	标准值	Ci	Pi	Ci	Pi	Ci	Pi
				0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3m	
英西1井	1	pH		8.93	-	8.88	-	8.74	-
	2	砷	60	6.35	0.105	7.51	0.125	7.67	0.127
	3	镉	65	0.14	0.0021	0.11	0.0016	0.13	0.002
	4	铬(六价)	5.7	＜0.5	-	＜0.5	-	＜0.5	-
	5	铜	18000	10	0.00055	13	0.0007	13	0.0007
	6	铅	800	17.5	0.021	18.6	0.023	18.6	0.023
	7	汞	38	0.043	0.0011	0.071	0.0018	0.062	0.0016
	8	镍	900	22	0.024	15	0.016	33	0.0366
	9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	＜6	-	＜6	-	＜6	-
YM171-1H井	1	pH		8.46	-	8.53	-	8.40	-
	2	砷	60	8.92	0.148	8.93	0.148	8.68	0.144
	3	镉	65	0.13	0.002	0.13	0.002	0.13	0.002
	4	铬(六价)	5.7	＜0.5	-	＜0.5	-	＜0.5	-
	5	铜	18000	17	0.00094	16	0.0008	17	0.0009
	6	铅	800	22.1	0.027	21.5	0.002	20.8	0.026
	7	汞	38	0.058	0.00152	0.038	0.001	0.073	0.0019
	8	镍	900	25	0.027	25	0.027	21	0.023
	9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	＜6	-	＜6	-	7	0.0015

YG201井	1	pH		8.40	-	8.38	-	8.93	-
	2	砷	60	10.9	0.181	10.5	0.175	10.7	0.178
	3	镉	65	0.13	0.002	0.14	0.00215	0.13	0.002
	4	铬(六价)	5.7	＜0.5	-	＜0.5	-	＜0.5	-
	5	铜	18000	20	0.001	19	0.001	19	0.001
	6	铅	800	20.5	0.025	21.1	0.026	21.7	0.027
	7	汞	38	0.103	0.0027	0.038	0.001	0.089	0.0021
	8	镍	900	17	0.018	17	0.018	19	0.021
	9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	21	0.0046	7	0.00155	12	0.0026

续表4.2-16 土壤现状监测及评价结果一览表（场外表层样，特征项）
单位：除pH无量纲外，其余均为mg/kg

序号	监测因子	标准值	YM171-1H井场外		英西1井场外	
			Ci	Pi	Ci	Pi
1	pH 值	pH＞7.5时各因子风险筛选值	8.44	-	8.62	-
2	砷	25	10.7	0.428	8.47	0.33
3	镉	0.6	0.17	0.28	0.14	0.233
4	铬	250	52	0.208	30	0.12
5	铜	100	21	0.21	19	0.19
6	铅	170	20.6	0.121	19.1	0.112
7	汞	3.4	0.034	0.01	0.031	0.009
8	镍	190	19	0.1	18	0.094
9	锌	300	106	0.35	54	0.18
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	7	0.00155	24	0.0053

从评价结果可以看出，场内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求；重金属元素含量相对较低，场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1 第二类用地筛选值标准要求。

从评价结果可以看出，场外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

4.2.7 环境敏感区调查

本工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，主要为荒漠生态系统。评价区范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹、地表水等特殊敏感目标，除现场工作人员外，

无固定集中的人群活动区。本项目环境敏感目标为I2塔里木河中上游重点预防区和II3塔里木河流域重点治理区范围。

4.2.7.1 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

拟建工程不在生态保护红线范围内，敷设管线未穿越红线。

4.2.7.2 水土流失重点治理区和预防区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(办水保[2013]188号)及关于印发《新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知(新水水保〔2019〕4号)，拟建工程所在沙雅县属于I2塔里木河中上游水土流失重点预防区和Ⅱ3塔里木河流域重点治理区；新和县属于Ⅱ3塔里木河流域重点治理区。

（1）水土保持区划

根据《全国水土保持规划（2015-2030年）》（国函〔2015〕160号），全国水土保持区划采用三级分区体系，一级区为总体格局区，二级区为区域协调区，三级区为基本功能区。全国水土保持区划共划分为8个一级区、40个二级区、115个三级区。

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）一级分区，包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区，准噶尔盆地北部水源涵养

生态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水区、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。

（2）水土流失现状

本项目建设地点位于塔克拉玛干沙漠腹地，属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）。该区属于塔克拉玛干大沙漠的一部分，区内气候极端干燥，植被稀疏，地貌形态多表现为高大起伏的流动沙丘、沙地。区内盛行北风，全年大风日数在20天以上。因为没有水源和耕作土壤存在，再加上自然条件极其恶劣，所以就农业生产而言，该区暂无利用价值。

该区是极强度的风力侵蚀区，地表多为流动的沙丘或沙地，植被覆盖度不足10%，区内全年大风日数在20天以上，盛行风向为北风。沙漠以风为外营力，不断北侵，对农区造成威胁，造成土壤沙化。该地区的植被（梭梭、红柳、胡杨等）遭到极为严重的破坏，特别是胡杨，由于河水断流，加之人为的樵采，大部分被破坏，近几年来在林业部门的管护下，有部分得到恢复。

（3）治理措施

保护好现有荒漠植被，对重点地区进行封育治理，人工种植荒漠植被，减少乱砍乱伐现象，同时利用洪水灌溉荒地，恢复已稀疏的植被。

应加大对沙漠内部原生自然植物资源的保护，严禁在沙漠内部采挖，制定相关法规条例来进行保护，对破坏者应给予行政处罚，行为特别严重的应追究其法律责任。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

（2）在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1　　油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 施工期生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本项目占地主要包括采油井 2 口，新建单井输油管线 9.45km，新建单井采气管线 2.5km，新建燃料气管线 2.5km（与单井采气管线同沟敷设），占地类型未利用地和少部分草地，土壤类型主要为漠境盐土和风沙土，地表有稀疏植被。

本项目永久占地 0.2508hm^2、临时占地 9.56hm^2。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻

底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于项目区地处荒漠，因此石油开发工程占地开辟了土地利用的途径，对区域生态环境基本无影响。

当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 施工活动对土壤环境的影响

本项目施工期对土壤环境的影响主要表现在，输气管道建设工程对土壤结构和质地等的影响。本项目区的土壤类型主要是漠境盐土和风沙土。

（1）对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。

（2）对土壤紧实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的紧实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过紧实时，会影响植物根系的下扎。施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

（3）固体废物对土壤的影响

在管道建设过程中，管道外层保温材料的包扎、防护涂层的抹刷等都将可能有固体物质落入土壤中，这些固体物质在土壤中一般难于分解。因此在施工中应教育工作人员不要乱丢弃施工废料，做到文明施工。

（4）对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

（5）工程对土壤沙化的影响

沙漠化影响主要发生在荒漠地带及盆地边缘地区。主要表现为：

①施工中的机械开挖，修路对原地表、地貌的扰动；

②施工人员、车辆对沿线地表层的破坏；

③破坏了原有的较固定的地表，使之活化。

5.1.2.3 对植被的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

本项目植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影响，但本项目所在区域地表植被较少。因此工程的建设对植被影响较小。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

项目区仅有少量植物生长，基本上无野生动物生长的条件。所以，项目施工活动对野生动物影响很小。

5.1.2.5 管线生态环境影响分析

根据开发方案，新建单井集输管道11.95km，管线工程临时占地面积约为9.56hm²，占地类型为漠境盐土和风沙土。现状调查结果来看，沿线为漠境盐土和风沙土，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。在管线施工期间，管线施工作业带8m范围的土体将被扰动，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。

5.1.3 运营期对生态环境的影响

本项目运营期对生态环境的影响主要表现为生产期对土壤环境的永久占地的影响；事故对周围土壤产生的影响，这也是本工程对土壤环境的主要影响。

5.1.3.1 运营期永久占地对土壤的影响

本气田运营期期对土壤环境的影响较轻，范围也相对较小。这一时期对土地的占用为永久性占用，共占地0.2508hm^2，全部为井场占地。生产期对土壤的占地影响较少，不是对土壤环境的主要影响，但改变土地利用方式，同样改变了原有土壤理化性质和结构，并且难以恢复。

5.1.3.2 落地油对土壤环境的影响

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油气成产过程中落地油对土壤污染的深度为0cm～20cm，其中85%的石油残留在0cm～10cm的土层中，93.7%石油残留在20cm以上的土层当中。落地油对土壤环境的影响是局部的，且呈斑状，由于本区域气候干旱、降水少、数量有限的落地油随降水迁移而对土壤影响扩大的可能性较小。因此，对土壤环境的落地油污染仅限于井口附近。

石油在土壤表面的挥发，是土壤自净能力之一。根据有关部门所做的土壤表面石油挥发实验结果表明，当土壤有机质含量低时，石油挥发性大，说明有机质对石油有一定吸附作用，并且时间与石油挥发量成负指数相关，本油气田地处荒漠，土壤有机质含量低，有利于落地石油的挥发，有利于土壤中石油污染物的自净。特别是凝析油分轻，更易挥发，对土壤的影响相对较小。

由于本油气田区域气温高，干旱少雨，落地油随降水迁移对土壤影响范围扩大的可能性极小；加之土壤本身有一定的自净能力，落地油的影响深度集中在表层0cm～20cm，因此落地油下渗污染深层土壤的可能性很小，对土壤的影响仅在局部和表层。

5.1.3.3 事故对土壤环境的影响

油气泄漏时，其中的轻组份－轻烃随天然气一同挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷和管道泄漏会造成大量凝析油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化。一次井喷可抛洒大量的原油，污染范围较大；井喷时间一般持续1～12h，喷出液体量约27m^3/h，这些原油洒落在100×100m^{2}的地表上。井喷和管道泄漏发生的时间越长，污染面积越大，对土壤污染越严重。凝析油对其它环境因素的影响主要取决对土壤的污染，进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下1m管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本上生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.6 小结

本项目新增永久占地面积0.2508hm²，临时占地面积9.56hm²，由于项目区地处荒漠，项目区基本无野生动植物分布，因此工程占地对生态环境影响较小。本项目施工期对土壤环境的影响主要表现在：施工中的机械开挖，修路对原地表、

地貌的扰动；施工人员、车辆对沿线地表层的破坏；破坏了原有的较固定的沙丘及沙垄，使之活化。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 污染源分析

本项目开发过程中的大气污染源主要是地面工程及管道工程施工废气、机械设备和车辆废气。地面工程及管道施工过程中将产生一定的施工扬尘，机械设备和车辆在运行过程中主要污染物为NO_x、CO、SO_2、THC等，施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

生产运营期的大气污染源主要是油气集输、处理及外输过程中的烃类挥发。

5.2.2 开发期环境空气影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施砾石覆盖后，每天洒水抑尘作业4~5次，其扬尘造成的污染距离可缩小到20~50m范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，施工车辆废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、管道等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为人工铺垫的砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、土地平整及地基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

（3）施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为 NO_x、CO、SO_2、THC 等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本项目所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

5.2.3 运营期大气环境影响分析

5.2.3.1 有组织排放废气大气影响估算

（1）污染源参数

本项目有组织排放废气主要为井场加热炉燃烧废气，本项目新建 1 台 315kw 加热炉，位于 YM171-1H，评价选取该井场加热炉作为最大有组织废气污染源进行预测分析。

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、NO_x，SO_2 利用导则推荐模式分别计算加热炉最大地面浓度占标率。污染物排放参数见表 5.2-1，估算模型参数见表 5.2-2。

表 5.2-1　运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	坐标	海拔 m	排气筒参数				年排放小时数	污染物名称	排放速率kg/h
			高度 (m)	内径 (m)	烟气温度 (℃)	流量 (m^3/s)			
YM171-1H 井场315kw 加热炉	N41°15'15.00“ E81°59'45.00”	990.81	8	0.3	120	0.63	7920	SO_2	0.0075
								NOx	0.0708
								烟尘	0.0040

表 5.2-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	--
最高环境温度/°C		36.8
最低环境温度/°C		-32.0
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	/
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/º	/

（2）预测结果

加热炉氮氧化物最大落地浓度24.776μg/m³，占标率1.24%；二氧化硫最大落地浓度0.671μg/m³，占标率0.12%；烟尘最大落地浓度3.308μg/m³，占标率0.18%，最大落地浓度点位下风向87m，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

表 5.2-3 估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离（m）	SO_2		NO_X		烟尘	
	预测地面空气质量浓度（μg/m³）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（μg/m³）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（μg/m³）	占标率（%）
10	0.045	0.01	1.671	0.08	0.223	0.01
50	0.614	0.12	23.872	1.19	3.172	0.16
87	0.671	0.13	24.776	1.24	3.308	0.16
100	0.651	0.13	24.052	1.20	3.213	0.16
200	0.548	0.11	20.253	1.01	2.705	0.14
500	0.176	0.03	6.499	0.32	0.886	0.04
1000	0.149	0.03	5.499	0.27	0.735	0.04
1500	0.102	0.02	3.777	0.19	0.505	0.03
2000	0.074	0.01	2.722	0.14	0.364	0.02
2500	0.056	0.01	2.085	0.10	0.279	0.01

下风向最大地面空气质量浓度及占标率	0.671	0.12	24.766	1.24	3.308	0.16
$D_{10\%}$最远距离（m）	未出现		未出现		未出现	
最大地面空气质量浓度距源距离（m）	87		87		87	

5.2.3.2 无组织排放烃类大气影响估算

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为油气开采和集油外输过程中的烃类无组织挥发，本项目采油井英西 1 井单井最大设计产能为油 80t/d，气 $1\times10^4m^3/d$，非甲烷总烃无组织挥发量按产量的 0.1‰计算，则单座井场非甲烷总烃排放量为 0.375kg/h，烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目开采、集输采用全密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。

（1）污染源参数

运营期本项目产生的烃类无组织排放参数见表 5.2-4。

表 5.2-4 单井井场面源参数表

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源		年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)		NMHC
井场（以英西1井为例）	82°2'46.07"	40°56'33.58"	984.27	38	33	7920	0.375

（2）预测结果

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，以导则中推荐的估算模型进行计算，非甲烷总烃无组织排放预测结果见表 5.2-5。

工程区域最大地面浓度点预测浓度 $0.18mg/m^3$，最大占标率 4.60%，最大落地浓度出现距离为 180m。

本工程大气污染物产生量较少，且项目区大气扩散条件较好，不会使区域环境空气质量发生显著改变，非甲烷总烃可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）限值 $2.0mg/m^3$的要求。

表 5.2-5 本项目无组织废气污染物的占标率和落地浓度计算结果表

离源距离(m)	NMHC	
	占标率%	落地浓度 mg/m³
10	0.82	0.033
50	4.41	0.176
100	4.41	0.176
180	4.60	0.184
200	4.54	0.181
500	3.40	0.136
1000	1.49	0.059
1500	0.85	0.034
2000	0.56	0.023
2500	0.41	0.017
Pmax	4.60	0.184
Dmax（m）	180	

5.2.3.3 大气环境影响分析

（1）无组织排放挥发性有机物环境影响分析

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs主要为非甲烷总烃。本次评价收集了《英买油气开发部英买油气田环境影响后评价报告书》中对YM17井场非甲烷总烃的监测数据，进行类比分析，见表5.2-6。

表5.2-6 YM17井场非甲烷总烃监测结果 单位：mg/m³

污染源	检测项目	采样次数	第一天	第二天	第三天	第四天	第五天	第六天	第七天	标准限值	达标情况
YM17井场	非甲烷总烃	第一次	0.11	0.11	0.10	0.10	0.14	0.07	0.09	4.0	达标
		第二次	0.08	0.08	0.10	0.11	0.10	0.16	0.08		
		第三次	未检出	0.10	0.11	未检出	0.12	0.11	0.12		
		第四次	0.10	0.07	0.07	0.09	0.09	0.12	0.10		

本项目油气集输及处理采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)监控限值4.0mg/m³的要求。项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（2）井场H_2S无组织挥发环境空气影响分析

本次评价收集了本次评价收集了《英买油气开发部英买油气田环境影响后评价报告书》中对YM17井场H_2S的监测数据，进行类比分析，见表5.2-7。

表5.2-7 YM17井场H_2S监测结果 单位：mg/m^3

污染源	检测项目	采样次数	第一天	第二天	第三天	第四天	第五天	第六天	第七天	标准限值	达标情况
YM17井场	H_2S	第一次	未检出	0.005	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.06	达标
		第二次	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		
		第三次	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		
		第四次	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		

由上表可知，H_2S浓度呈现随距站场、井场距离的增加，浓度值递减的趋势。井厂界H_2S的监测浓度可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）标准限值0.06mg/m^3要求。因此无组织大气挥发的H_2S对周边环境产生的影响很小。

5.2.3.3 大气污染物核算

本项目共有2座井场，运行期大气污染物排放量见表5.2-8。

表5.2-8 本项目大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
				标准名称	浓度限值/（mg/m^3）	
无有组织排放						
1	井场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	井场外4.0mg/m^3	0.141

建设项目大气环境影响评价自查表见表5.2-9。

表5.2-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级●	二级☑		三级●
	评价范围	边长=50km●	边长5~50km●		边长=5km☑
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥2000t/a●	500~2000t/a●		＜500t/a☑
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃、H_2S）		包括二次$PM_{2.5}$● 不包括二次$PM_{2.5}$☑	
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准●	附录D●	其他标准●
现状评价	环境功能区	一类区●	二类区☑		一类区和二类区●
	评价基准年	（2019）年			
	环境空气质量现状	长期例行监测数据●	主管部门发布的数据☑		现状补充监测☑

	调查数据来源						
	现状评价	达标区●			不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源● 现有污染源●		拟替代的污染源●	其他在建、拟建项目污染源●	区域污染源●	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD●	ADMS●	AUSTAL2000●	EDMS/AEDT●	CALPUFF●	网格模型●	其他☑
	预测范围	边长≥50km●		边长5~50km●		边长=5km☑	
	预测因子	预测因子（NMHC　）			包括二次$PM_{2.5}$● 不包括二次$PM_{2.5}$☑		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑			$C_{本项目}$最大占标率＞100%●		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%●		$C_{本项目}$最大占标率＞10%●		
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%●		$C_{本项目}$最大占标率＞30%●		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（ ）h	$C_{非正常}$占标率≤100%●		$C_{非正常}$占标率＞100%●		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标●			$C_{叠加}$不达标●		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%●			k＞-20%●		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（烟尘、SO_2、NO_x、林格曼黑度、非甲烷总烃）			有组织废气监测☑ 无组织废气监测☑		无监测●
	环境质量监测	监测因子：（　　）			监测点位数（　　）		无监测☑
评价结论	环境影响	可以接受☑　　不可以接受●					
	大气环境防护距离	距（　　）厂界最远（　　）m					
	污染源年排放量	SO_2：（0.06）t/	NO_X：（0.5613）t/a	烟尘：（0.032）t/a	VOC_s：（0.141）t/a		
注：“●”为勾选项，填“√”；“（　）”为内容填写项							

5.2.4 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将

会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 地面工程声环境影响分析

本项目地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

地面工程施工范围大，距离长，但是施工范围内无任何居民区居住点。

由于管线施工期较短，施工速度快，而且无任何居民点，对施工人员的影响随着施工期的结束而结束。

地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果见表 5.3-1。

表 5.3-1　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程区 200m 内无居民，地面工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.1.2 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于油井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有

不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

本项目运营期噪声源主要为井场、交通车辆等，因交通车辆车流量不确定，故本次噪声预测仅考虑井场噪声。

5.3.2.2 运营期井场噪声环境影响预测

建工程管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建工程产噪设备主要包括井场采油树、泵类等设备。

（一）预测模式

（1）单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下式计算：

$$L_p(r) = Lw + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中：$L_p(r)$—距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w—倍频带声功率级，dB；

D_c—指向性校正，dB；

A—倍频带衰减，dB；

A_{div}—几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar}—声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

（2）室内点声源对场界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

①首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

$$L_{p1} = L_w + 10\lg(\frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R})$$

式中：L_{p1}—室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w—声源的倍频带声功率级，dB；

r—声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q—指向性因子；

R—房间常数，$R = S\alpha/(1-\alpha)$，S为房间内表面面积，m^2，α为平均吸声系数。

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的i倍频带叠加声压级：

$$L_{p1i}(T) = 10\lg(\sum_{j=1}^{N} 10^{0.1L_{p1ij}})$$

式中：$L_{p1i}(T)$—靠近围护结构处室内N个声源i倍频带的叠加声压级，dB；

L_{p1ij}—室内j声源i倍频带的声压级，dB；

N—室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{p2i}(T) = L_{p1i}(T) - (TL_i + 6)$$

式中：$L_{p2i}(T)$—靠近围护结构处室外N个声源i倍频带的叠加声压级，dB；

TL_i—围护结构i倍频带的隔声量，dB；

④将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积(S)处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w = L_{p2}(T) + 10\lg S$$

⑤等效室外声源的位置为围护结构的位置，其倍频带声功率级为L_w，根据厂房结构(门、窗)和预测点的位置关系，分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式，计算预测点处的声级。

假设窗户的宽度为a，高度为b，窗户个数为n；预测点距墙中心的距离为r。预测点的声级按照下述公式进行预测：

当$r \le \frac{b}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2$(即按面声源处理)；

当$\frac{b}{\pi} \le r \le \frac{na}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2 - 10\lg\frac{r}{b}$(即按线声源处理)；

当$r \ge \frac{na}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2 - 20\lg\frac{r}{na}$(即按点声源处理)；

（3）计算总声压级

①计算拟建工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值设第i个室外声源在预测点产生的A声级为L_{Ai}，在T时间内该声源工作时间为t_i；第j个等效室外声源在预测点产生的A声级为L_{Aj}，在T时间内该声源工作时间为t_j，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

$$L_{eqg} = 10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N} t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^{M} t_j 10^{0.1L_{Aj}})]$$

②预测点的噪声预测值

$$L_{eq} = 10\lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

（4）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

（二）噪声源参数的确定

拟建工程各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，井场及计转站噪声源噪声参数见表5.3-2。

表5.3-2　井场噪声源参数一览表

序号	分类	声源名称	噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]
1	井场	采油树	85	基础减振	10
2	井场	泵类	95	基础减振	10

（三）预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程各噪声源对四周场界的贡献声级值见表5.3-3。

表5.3-3　井场噪声预测结果一览表　单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场采油树	东场界	44.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	41.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	41.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	44.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
井场泵类	东场界	42.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	46.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	41.8	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	43.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由上表可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为41.5～46.6dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求。

综上，拟建工程实施后不会对周边声环境产生明显影响，且项目周边无噪声敏感目标，不会造成噪声污染。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本工程运营期产生的噪声主要包括井口装置等设备产生的噪声，以及井下作业噪声等。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，类比同类井场，正常生产时，单井井场厂界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准要求；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.4 地表水环境影响分析与评价

按照《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)中表1水污染影响型建设项目评价等级判定，判定拟建工程地表水环境评价等级为三级B。

5.4.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性分析

拟建工程营运期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。油藏采出废水进入英买处理厂、英买潜山联合站处理污水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理达标回注。拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.4.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

（1）英买处理厂、英买潜山联合站

生产废水和采出水首先进入接收水罐，经升压泵提升后进入压力除油器，出水直接进入双层滤料过滤器，滤后水进入滤后水罐，由回注水泵吸水进行回注。

英买处理厂实际采出水处理936.07m^3/d。现英买处理厂污水处理富余789.21m^3/d。英买潜山联合站实际采出水处理1500m^3/d，采出水处理富余1353.14m^3/d。拟建工程最大采出水量146.86t/d，英买处理厂、英买潜山联合站采出水处理单元满足拟建工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）英买力油田钻试修废弃物环保处理站

环保站钻试修废水处理工艺简介：采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《生产回注水质指标及推荐方法》(Q/SY 0149-2011)的生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水。废水处理工艺主要包括预处理(均质除油)、破乳絮凝、固液分离、过滤、回注等工序。

钻试修废弃物环保处理站作业废水处理规模为300m^3/d，现状处理量为215.3m^3/d，富余处理能力为84.7m^3/d，本工程井下作业期间作业废水产生量为38t/d。因此英买力油气田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足本工程需求。

5.5 地下水环境影响分析与评价

拟建工程地下水环境影响评价等级为二级，因此，本次评价采用解析模型预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。

5.5.1 地下水环境影响

5.5.1.1 正常状况

（1）废水

拟建工程运营期间采出水随采出液一起进入英买处理厂、英买潜山联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层。井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至英买力钻试修废弃物环保处理站处理。

（2）含油废物

采油过程中产生的含油废物，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到20cm。由于油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一

旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

（3）集输管线

拟建工程正常状况下，集输管线采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.5.1.2 非正常状况

（1）油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

（2）集输管道原油泄漏事故对地下水的影响

井场管线与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

通常管道泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

拟建工程非正常状况下，采油树管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下采油树管线与法兰连接处泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

5.5.1.3 预测因子筛选

拟建工程污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准。各评价因子检出限及评价标准见表 5.5-1。

表 5.5-1　　评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值最大值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	0.01

注：现状监测值未检出，按检出限值计算最大值。

5.5.1.4 预测源强

根据油田实际操作经验，考虑非正常状况下，管线连接和阀门处泄漏，发生 1 小时后发现并关闭阀门，则采出液渗漏量 0.1m^3。

5.5.1.5 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。拟建工程所在区域地下水埋深大于 5m，本次预测考虑泄漏原油 1%进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为 0.8kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》(HJ610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

$$C(x,y,t)=\frac{m_M/M}{4\pi nt\sqrt{D_L D_T}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度取 10.5m；

mM—点源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；渗透系数取 6.78m/d，水力坡度 I 为 1‰。因此地下水的渗透流速 u=K×I/n=6.78m/d×1‰/0.32=0.0211m/d；

ne—有效孔隙度，无量纲，含水层岩性主要为粉细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 n=0.32；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据水文地质调查，取 $0.78m^2/d$；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数 $D_T=0.078m^2/d$；

π—圆周率。

5.5.1.6 预测内容

在事故状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.5-2。

表 5.5-2　事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

预测时间	超标范围(m^2)	影响范围(m^2)	背景浓度(mg/L)	贡献浓度(mg/L)	叠加浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	16.8	22.4	0.01	4.12	4.13	9.6	否	—
365d	19.3	48.6	0.01	1.21	1.22	23.4	否	—
1000d	--	89.2	0.01	0.37	0.38	48.5	否	—

注：背景浓度取各监测点最大值。

综上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染超标范围为 $16.8m^2$，影响范围为 $22.4m^2$，污染物最大贡献浓度为

4.12mg/L，叠加背景值后的浓度为 4.13mg/L，污染物最大迁移距离为 9.6m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 365d 后污染超标范围为 19.3m^2，影响范围为 48.6m^2，污染物最大贡献浓度为 1.21mg/L，叠加背景值后的浓度为 1.22mg/L，污染物最大迁移距离为 23.4m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 1000d 后石油类污染晕影响范围消失，污染物最大贡献浓度为 0.37mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.38mg/L，项目周边无超标范围。

拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内石油类能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，存在泄漏污染物污染晕运移出场界的现象，但厂界外污染晕未超标，地下水环境影响满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中石油类能满足 GB/T14848 或国家相关标准的要求。

5.5.2 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

（1）源头控制措施

①输送原油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②集输管线采用地下敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对集输管线、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

（2）分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610–2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》

(GB/T50934–2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.5-3 及图 5.5-1。

表 5.5-3　　分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
营运期井场	一般防渗区	井口	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能

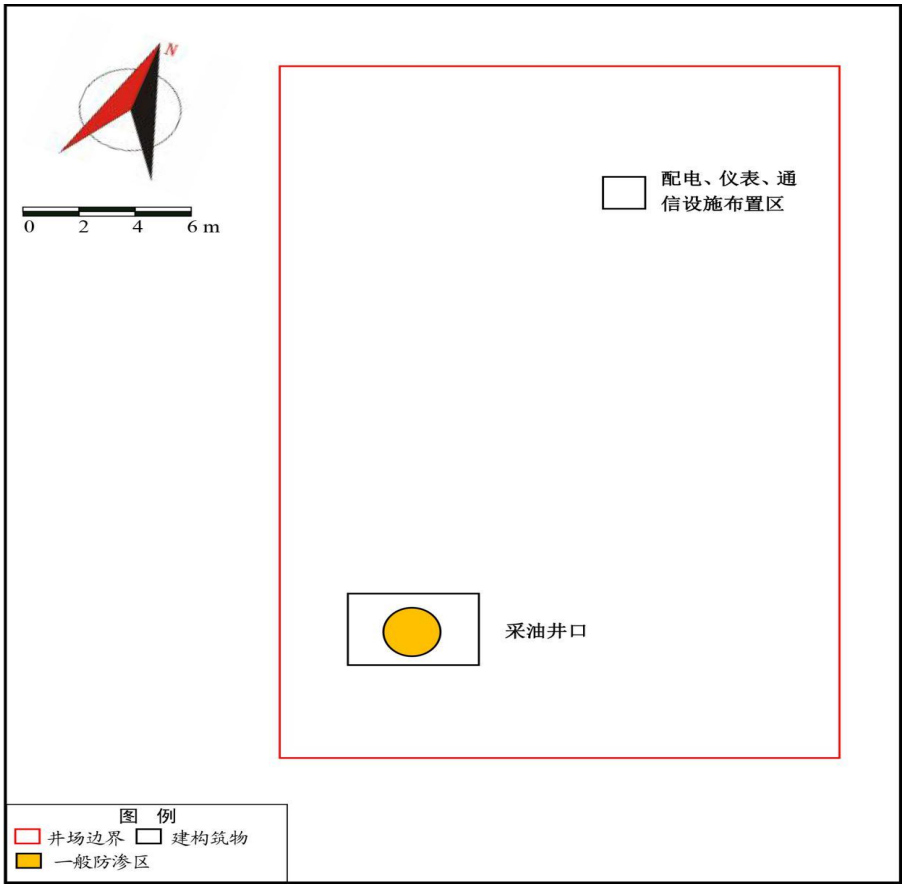


图 5.5-1　运营期采油井场分区防渗图

（3）管道刺漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的集油注水站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过0.15MPa/min时，由SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门。

（4）地下水环境监测与管理

根据拟建工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，拟建工程地下水监测计划见表5.5-4。

表5.5-4　　地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	监测频率	主要监测项目
YM23、YM19、2#转油站、YM44等	项目区上游、下游方向、项目区内各布设1个（充分依托英买油气田已有监测井）	孔隙潜水	每年采样2次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物COD等，其余监测点和监测项目可结合英买油气田例行监测计划增加。

（5）应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

a地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

b特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.5.3 地下水环境评价结论

（1）地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，采油树管线与法兰连接处油品渗漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

（2）地下水环境污染防控措施

本评价建议拟建工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。

①通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610–2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

③建立和完善拟建工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

（3）地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）地面工程施工对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设建设过程中，车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化。本工程评价区域内土壤类型主要是漠境盐土和风沙土，有稀疏植被临星分布在评价区域内，土壤受盐化影响，肥力较弱，无法用于农田种植，因此，当地土壤不具备农业生产价值，石油开发工程占地开辟了土地利用的途径，井场和管道的施工场地、临时施工营地等产生的这种影响非常轻微。

（2）水土流失及沙化影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，

增加风蚀量。本项目地面建设的内容主要包括站场、各类管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

（1）土壤影响分析

本项目土壤影响类型于途径见表5.6-1，影响因子见表5.6-2。

表5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途经表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期			√	
运营期			√	
退役期后				

表5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	/	垂直入渗	石油类	/

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线垂直下渗造成的土壤污染。故将本项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

（2）正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

本项目正常生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

（3）非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目污废水产生情况

项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄露，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，拟建项目可能对土壤造成污染的途径主要有：管线发生泄露对土壤造成的影响。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

④类比分析

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中10min、20min、1h、2h后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表5.6-3。

表5.6-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄露2h的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在0-20cm的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始5h内石油蒸发强烈，24h后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

运行期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期

监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

综上，本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表5.6-4。

表5.6-4 土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型✪；生态影响型□；两种兼有 □				
	土地利用类型	建设用地✪；农用地□；未利用地✪				土地利用类型图
	占地规模	（11.81）km^2				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 □；地面漫流 □；垂直入渗✪；地下水位 □；其他（）				
	全部污染物	石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类✪； II类 □； III类 □； IV类 □				
	敏感程度	敏感□；较敏感感□；不敏感✪				
	评价工作等级	一级□；二级✪；三级 □				
现状调查内容	资料收集	a） ✪； b） ✪； c） ✪； d） □				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	1	2	20cm	
		柱状样点数	3	/	0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中基本项目45项和pH、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目8项和pH、石油烃				
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618□✪； GB 36600✪；表 D.1□；表 D.2□；其他）				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》				

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="3">(GB15618-2018) 筛选值标准要求</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="3">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="3">附录 E□；附录 F□；其他（✪）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="3">影响范围（）影响程度（✪）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="3">达标结论： a）□； b） □； c）✪
不达标结论： a） □； b） □</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="3">土壤环境质量现状保障 ✪；源头控制✪；过程防控 ✪；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>井场</td><td>石油烃</td><td>1 次/5 年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">项目区主要土壤类型是漠境盐土和风沙土，油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本项目在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="6">注 1： “□”为勾选项，可 √； “（） ”为内容填写项； “备注 ”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

本次油田建设在开发期产生的固体废物为管材边角料等建筑垃圾。

①弃土弃渣

作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用。

②施工废料

部分回收利用，剩余收集后运至英买作业区英买 7 固废场填埋处置。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求，对环境所造成的影响可以接受。

5.7.2 运营期固体废物影响

本项目运营期主要产生的固体废物有油泥（砂）和清管废渣。

5.7.2.1 油泥(砂)的处置及对环境的影响分析

（1）油泥(砂)对环境的影响

油泥(砂)是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在油井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分原油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些原油渗入地面土

壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。

（2）油泥（砂）处理的可行性分析

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。根据类比调查，1口井含油废物产生量约为0.2t/a，2口单井含油废物产生量约为0.4t/a。

对照《国家危险废物名录(2021年版)》，油泥（砂）危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物中071-001-08石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。本项目产生的油泥（砂）桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置，基本不会对环境产生不利影响。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，拟建工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表5.7-1。

表5.7-1　危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
油泥(砂)	HW08	071-001-08	0.4	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	油泥（砂）由塔中含油污泥资源回收站进行无害化处理

5.7.2.2 生活垃圾的处置及对环境的影响分析

运营期工作人员由英买油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.7.2.3 清管废渣的处置及对环境的影响分析

集输管线清管作业产生清管废渣，每年清管1～2次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为1.15kg/km，本项目新建集输管线总长为14.45km，每次废渣产生量约16.6kg，产生量最多约为0.033t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要

求和管理规定进行收集与贮存，收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置，基本不会对环境产生不利影响。

5.7.3 小结

本项目的固体废物包括油泥砂和清管废渣。本项目产生的油泥（砂）和清管废渣均定期由有危废处置资质的公司接收处置，基本不会对环境产生不利影响。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中的相关要求，则本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。只要严格管理，基本不会对环境产生影响。

5.8 环境风险评价

5.8.1 评价依据

（1）风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目涉及的风险物质为原油、天然气（甲烷）、H_2S。项目不涉及危险物质的存储，运营期风险单元为密闭集输管网。

（2）环境风险潜势初判

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \cdots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：　q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 $Q<1$ 时，该项目环境风险潜势为I。当 $Q\geq1$ 时，将 Q 值划分为：（1）$1\leq Q<10$；（2）$10\leq Q<100$；（3）$Q\geq100$。

项目不涉及危险物质的存储。运营期密闭集输管网包括单井集输管线、燃料气管线等。本次新建管线主要为井间集输管线和单井至站场的集输管线，各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄露时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本项目最大存在量按照单井至站场、井间集输管线等各类管线的干线单根最大长度 14.45km 计算，充满度 80%计算，本项目的 Q 值的确定见下表。

表 5.8-1　　本项目风险单元 Q 值一览表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
集油管线	1	原油	—	213.64	2500	0.085
	2	H_2S	7783-06-4	0.00022	2.5	0.000088
天然气管线	1	天然气（甲烷）	74-82-8	0.18	10	0.018
Q值∑						0.1030

根据上表计算结果，本项目 Q=0.1030，$Q<1$，判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.8.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本项目环境敏感目标见表 5.8-2。

表 5.8-2　　环境敏感点概况

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
1	大气环境	评价范围内环境空气	井场及周边	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准
2	地下水	评价范围内地下水	井区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油（稠油、稀油）、天然气（甲烷）、H_2S，存在于集输管线、燃料气管线内。风险物质危险特性和分布见表 5.8-3。

表 5.8-3 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	燃料气管线
2	硫化氢	有毒气体，易燃气体	集输管线

3	稠油	可燃液体	集输管线
4	稀油	可燃液体	集输管线

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表5.8-4。

表5.8-4 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占83~87%和11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第3.2类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止	

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄露：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄露：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄露应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。
储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄露应急处理设备和合适的收容材料。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-1.0724 g/cm^3</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%~8.7%（V%）</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定。
禁配物：氧化剂。
避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。
聚合危害：不聚合。
分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。
LD50：>4300mg/kg(大鼠经口)
LC50：无资料</td></tr>
</table>

生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第591号（自2011年12月1日起施行），中华人民共和国国务院令第645号修订（自2013年12月7日起施行）、《危险化学品目录（2015版）》（自2015年5月1日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015版）》和《危险化学品安全技术全书》。

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲B类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为5~15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合症。

A.甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到25~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表5.8-5。

表5.8-5　甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国MAC	未制定标准	
		前苏联MAC	300mg/m^3	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达25~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等 当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建规火险等级	甲
	闪点(℃)	-188	爆炸下限(V%)	5
	自燃温度(℃)	538	爆炸上限(V%)	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸 甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险 甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

B.H_2S

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

其危险性和危害特性见表5.8-6。

表5.8-6　硫化氢对人的生理影响及危害

标识	中文名称：硫化氢		英文名称：Hydrogen sulfide)	
	危险性类别		易燃、有毒气体	
物化特性	沸点（℃）	-61.8	比重（水=1）	
	饱和蒸气压（kPa）	无资料	熔点（℃）	-82.9
	蒸气密度（空气=1）	无资料	溶解性	易溶于水,亦溶于醇类、石油溶剂和原油中
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味		
火灾	闪点（℃）	爆炸极限	爆炸上限%(V/V)：46.0；爆炸下限%(V/V)：	

爆炸危险数据				4.0			
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水					
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。					
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸触发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。					
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件			
		稳定	√				
	聚合危险性	可能存在		避免条件			
		不存在	√				
	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物		无资料		
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m^3，4小时	
急救措施	吸入：如果吸入本品蒸汽或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗15分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。							
急性中毒	职业接触 由于硫化氢可溶于水及油中,有时可随水或油流至远离发生源处,而引起意外中毒事故。硫化氢经粘膜吸收快,皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。 中毒后的临床表现 硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和粘膜接触部位。 硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时粘膜刺激作用明显。人吸入70～150mg/m3/1～2小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸2～5分钟后嗅觉疲劳,不再闻到臭气。吸入300mg/m3/1小时，6～8分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入760mg/m3/15～60分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎,头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入1000mg/m3数秒钟，很快出现急性中毒,呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。 急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。							
泄漏紧急处理	撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。						

	禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。 防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。 小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。 大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。		

根据已掌握的资料，正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度，不构成风险物质，但要注意防漏、防喷工作。

（2）工艺过程危险因素识别

根据工程分析，本项目开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表5.8-7。

表5.8-7 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集油管线、燃料气管线及掺稀管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水

5.8.3.2 井场危险性识别

（1）井喷事故风险

井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。英买油气田已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，

井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）井漏事故风险

固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

5.8.3.3 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.8.3.4 风险类型识别

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏柴油或者原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

5.8.4.2 井漏事故影响分析

井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

已采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.8.4.3 对大气环境的影响分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，硫化氢可通过吸入、食入、经皮吸收等方式误入体内，对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超0.15MPa/min时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于井场及管道位于灌木林和未利用地，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.8.4.4 对地下水的环境影响分析

集输管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是

非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0cm～10cm或0cm～20cm表层土壤中，其中表层0cm～5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.8.4.5 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.5 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

英买油气开发部于2020年6月完成了《塔里木油田公司英买油气开发部突发环境事件应急预案》的编制工作，并取得新和县环境保护局备案(备案编号：652925-2020-005，见附件13)。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司英买油气开发部现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本项目实施后，需将本项目相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

5.8.5.1 井下作业事故风险预防措施

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

②抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划。

③井场设置明显的禁止烟火标志；井下作业设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯。

④按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

⑤井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

⑥每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.8.5.2 原油集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查．严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（6）在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各50m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.8.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》（SY6277-2005）和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐作法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为15mg/m³(或10ppm)，第2级报警阈值应设置为 30mg/m³(或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m³(或10ppm)时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m³(或20ppm)时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到150mg/m³(或100ppm)时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

（2）预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受H_2S危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①在钻井作业期间，比如放喷、拆卸井口设备和起下管柱、循环钻井液等，应采取特别预防措施，以避免残存其中的硫化氢释放出来造成危害。

②为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

③应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

④当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

5.8.5.4 窜层污染事故的防范措施

（1）已采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，每年采样2次，分析项目为COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.8.5.5 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量1-2次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

（5）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期用超声波检测仪，测量1～2次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.8.5.6 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）本项目实施后，将本项目相关工程纳入塔中油气开发部环境风险应急预案中。

5.8.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、甲烷、H_2S，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染

的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

本项目环境风险简单分析内容表见表5.8-8。

表5.8-8 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	英买区块2021年产能建设项目（一期）			
建设地点	新疆维吾尔自治区沙雅县、新和县			
地理坐标	经度	E81°59′45″~82°2′47″	纬度	N40°56′32″~41°15′15″
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气（甲烷）、H_2S，分布于输油管道、掺稀管道和输气管道内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成原油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸、硫化氢中毒等，污染大气环境。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。⑤设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施。详见5.7.4节			
结论：工程可能涉及的危险物质包括：原油、天然气（甲烷）、H_2S。项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、集输管道事故风险。环境风险最大可信事故为管线泄漏事故。采取各项风险措施后，本项目环境风险程度属于可接受程度范围内，塔里木油田分公司各油气开发部已制定了风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。				

6 环境保护措施及可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 施工期环境保护措施

本项目施工期对环境的影响主要来自井场施工方、管线敷设等方面。

6.1.1 生态环境影响减缓措施

在项目可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出防范措施。环境保护措施平面布置图见图 6.1-1.

6.1.1.1 井场和站场

（1）控制井场占地面积，使单井生产期占地不大于 38×33m^2，尽量减少扰动面积。

（2）加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物，尤其是靠近沙漠公路绿化带的施工区。

（3）对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

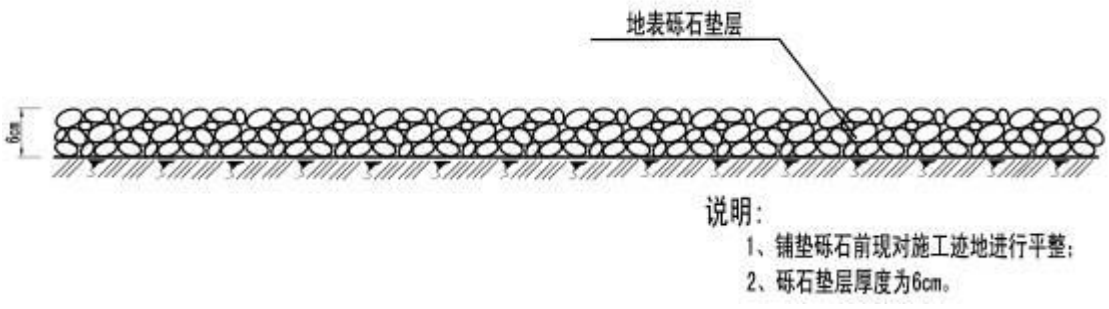


图 6.1-2　井场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 管线

（1）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量，尽量与道路走向一致，沿道路敷设。

（2）管线采用埋地敷设。采油支线就近进入计量转油站、自选计量阀组间。燃料气管线与单井采油管线同沟敷设。

（3）按设计标准规定，严格控制施工作业带8m，不得超过作业标准规定。

（4）施工结束后，应恢复地貌原状，减少水土流失。

（5）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。

6.1.1.3 防沙治沙措施

（1）防沙治沙措施

项目区地表基本无植被生长，现状除部分油气田生产设施外，无其他工业生产活动，以盐碱地和流动半流动沙丘为主，本次环评要求建设单位严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》、《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

①严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

②优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

③施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

④加强运营期管理，密切观察项目区土地沙化情况。

（2）防治土地沙化的措施

①本项目总占地面积为9.8108hm^2，其中永久占地0.2508hm^2、临时占地9.56hm^2。项目井场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

②严禁在大风天气进行土方作业。粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

③严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行使，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

（3）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②严禁在大风天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，绝对禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑤加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

6.1.2 大气污染防治措施

（1）运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度小于 40km/h）。

（2）井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（3）在管线作业带内施工作业，施工做到分段开挖，分段回填，尽可能减少扬尘污染。

（4）施工场地定期洒水抑尘、限速行驶及保持路面清洁、设置围挡、散装物料集中堆放和运输时加盖篷布等措施。

以上总扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.1.3 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

（1）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

（2）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（3）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

本项目施工期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.1.4 废水污染防治措施

（1）在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

①以施工队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。

②动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率达到40~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置措施

施工期不设置生活营地，依托周边英买油气田已建生活公寓（英买作业区公寓、英买潜山联合站公寓）。

施工期产生的废水主要为试压废水。

管道施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物有 SS。管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

（3）其他施工期水环境保护措施

①清管试压排放废水，经收集后用于后续其他管线试压，不外排。

②施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

③严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。针对本工程管道穿越河流的特点，根据河流形态、水面宽度、水文参数（流量、流速、冲刷深度等）、河床冲淤变化、防洪设防标准、工程地质及水文地质条件等综合考虑，确定合理的穿越方式。采取的水污染防治措施可行。

6.1.5 土壤污染防治措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。采取的土壤污染防治措施可行。

6.1.6 固体废物污染防治措施

本项目施工期主要是井场平整产生的挖方，集输工程产生的施工废料。

挖方全部回填，施工废料部分回收利用，剩余收集后运至英买作业区英买7固废场填埋处置。本项目采取的固废污染防治措施可行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

（2）运营期生态保护措施

工程实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

(1)在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(2)定时巡查井场及管线等，及时清理含油污泥。

(3)及时做好井场清理平整工作，填平、覆土、压实。

(4)井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，井场周围及管道两侧砾石覆盖等生态恢复措施。

通过采取以上措施，本工程井场永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为加热炉排放的锅炉烟气和无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）YM171-1H井场加热炉采用联合站返输干气做原料，烟气中烟尘、NO_x、SO_2排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过8m高排气筒排放。

（2）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（3）项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中VOCs排放、泄露、收集处理等控制措施。在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)限值要求。

（5）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）规定：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态VOCs物料、液态VOCs物料或质量占比≥10%的天然气的设备与管线组件的密封点≥2000个的，应开展泄漏检测与修复工作。应对泵、压缩机、搅拌器（机)、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每6个月检测一次。通过调查，塔里木油田分公司已开展VOCs泄漏检测与修复工作。

（6）本项目新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

（7）VOCs污染控制措施：①选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；②加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快内完成修复；加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施；③试采点罐体和装车区设置气相平衡系统，拉油罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；④定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；装车时应采用底部装载或顶部浸没式装载方式，采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于200㎜。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

本项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.2.4 废水污染防治措施

本项目井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。故运营期不新增生活污水。本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

（1）本项目油藏采出水经英买处理厂、英买潜山联合站污水处理系统处理满足油田注水水质标准后回注地层。

（2）井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（3）本项目不新增生活污水。

综上，本项目采取的废水污染防治措施可行。

6.2.5 土壤环境保护措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本项目采取的土壤污染防治措施可行。

6.2.6 固体废物污染防治措施

（1）加强监督力度，最大限度控制含油污泥的产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗布（膜），确保污油不落地。

（2）含油污泥和清管废渣的临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。含油污泥和清管废渣由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。含油污泥和清管废渣由有危废处置资质单位接收处置。

综上，本项目采取的固废废物污染防治措施可行。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场地面和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

6.3.2 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.5 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72 号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采油井场的所有临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建集输管线的长度达到 14.45km（燃料气管线与集输管线同沟敷设），管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

7.1 环保投资分析

工程占地主要是由井场、集输管网等地面工程构成，占地类型为沙地、草地，项目区占地覆盖稀疏植被。本项目总占地面积为 9.8108hm^2，其中永久占地面积为 0.2508hm^2，临时占地 9.56hm^2。本项目总投资为 3392.51 万元，其中环保投资 336 万元，占总投资 9.9%。估算见表 7.1-1。

表 7.1-1　　主要环保投资估算

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资(万元)
废气	施工扬尘		临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水（防尘、洒水等）	/	10
	无组织排放		装置做好日常维护，做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵	非甲烷总烃≤4.0mg/m^3；H_2S≤0.06mg/m^3	25
噪声	设备噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界：昼间≤60dB(A)夜间≤50dB(A)	10
固体废物	地面工程施工		废弃施工材料清运	妥善处理	10
	含油废物		井场作业落地油回收，交由有危废处置资质单位合理处置	妥善处理	25
	清管废渣		桶装收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置		10
生态	临时占地		施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	15
环境风险管理	环境风险防范措施		地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	8
	应急预案		根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	15
废水处	施工废水		管道试压采用清洁水，每段试压水排出后	施工废水循环利用	10

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)
理		进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘		
	井下作业废液	井下作业废液采用专用罐拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理	废水不外排	15
地下水、土壤	简单防渗区 井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	8
	管道防腐	，燃料气供给管线采用普通级二层PE防腐，补口采用聚乙烯热收缩套	防腐性能良好	115
环境管理		环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		50
		环保培训，演练		10
环保投资合计				336

7.2 环境效益

拟建工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

7.2.1 环保措施的环境效益

（1）废气

拟建工程井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，油藏采出废水进入英买处理厂、英买潜山联合站污水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理达标回注。

（3）固体废弃物

拟建工程运营期固体废物主要为油泥(砂)，运至有危废处置资质的单位合理处理。清管废渣收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

拟建工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.2.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如是水土流失、土地沙漠化等造成的环境经济损失。

7.2.3 环保措施的经济效益

拟建工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

7.3 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

7.4 小结

拟建工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 336 万元，环境保护投资占总投资的 9.9%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在开发期期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了开发期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。

环境管理的内容包括：机构设置及职责、管理制度、管理计划和环保责任制等内容。

8.1.1 机构设置

本项目为油田滚动开发扩建项目，依托塔里木油田公司现有的管理体制，实施HSE管理体系，施工期的环境监理与管理工作以及营运期日常性环保管理工作。

8.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施HSE管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障HSE管理体系在本单位的有效运行。本项目包括井场、油气集输系统、处理厂、外输系统以及相关配套设施，在施工期与运营期对环境造成一定的影响，特别是施工期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施HSE管理外，还应完善环境监理制度。

8.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立

HSE管理体系是国际石油石化企业通用的一种管理模式，具有系统化、科学化、规模化的特点，被国外大石油公司广泛采用。

8.2.1 HSE管理概述

塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司HSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位HSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位HSE管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其HSE管理委员会及办公室，领导环境保护工作。按照以上规定，本项目应建立HSE管理领导小组，设HSE专、兼职人员全面负责本项目的环境保护工作。

本项目的HSE包括施工期与运营期的HSE管理，主要HSE组织结构的建立、规章制度的制定和操作规程的编写、应急措施的建立、人员的培训、责任的确定及事故预防等。

8.2.2 HSE组织机构的建立

本项目设立一个环境管理体系领导小组，组员由行政主管、安全环保和技术人员担任，并任命1～2名兼职的HSE现场监督员，由熟悉HSE技术、经过专

门HSE管理培训并有一定管理能力的人员担任。HSE管理小组成立后，公司赋予HSE管理人员权利和责任，并为管理小组HSE管理的各项活动提供必要的物质条件和支持。

8.2.3 HSE管理文件编写

本项目建立HSE管理体系时，应编制HSE管理手册、各种程序管理文件、管理作业文件和各类操作规程。本项目施工期和投入运行后，HSE管理小组应在管理体系框架下，为本项目的HSE管理和安全操作选定必要的规章制度和操作规程。包括：

（1）施工期的安全操作规程；

（2）生产过程安全操作规程；

（3）设备检修过程安全操作规程；

（4）正常运行过程安全操作规程；

（5）非正常运行过程安全操作规程；

（6）应急处理故障、事故过程安全操作规程；

（7）各种特殊作业（吊管起重、动土、危险区域用火、进入设备场地）的安全操作规程；

（8）施工期、运行期的环境保护管理规程。

这些制度和规程是本项目建设和生产过程行之有效的管理文件，有些是针对本项目施工期和运营期的特点建立的。这些文件应及时下发到岗位，并在员工正式上岗前通过专门培训或专门讲解，使员工了解；需专门为本项目不同岗位制度的制度或规程，如生产装置操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位及抢修岗位等，应尽快制度适用这些岗位的规程和管理制度，并培训岗位人员熟练掌握。

8.2.4 员工的培训和能力评估

应确保从事本项目健康、安全与环境工作和任务的人员具有良好的个人素质及通过实践提高其技能和不断更新知识的能力。为确保企业员工具备称职资格，应建立相应的培训保证体系，并对员工完成任务的能力进行定期的评审和评价。

（1）员工的培训

培训工作包括上岗前的HSE培训及上岗后的定期HSE培训，培训的方式可采取理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括基础培训、技能培训和应急培训三部分。

（2）能力评估

应通过正规程序对员工的能力进行定期评估，形成文件。公司应建立针对不同职责人员的评估程序，程序内容主要包括资历、工作表现、理论考核和操作考核等。评估合格者，发给上岗证书。评估不合格者，或调离本工作岗位，或安排进一步的培训使其达到上岗要求。评审应每二年一次。

8.2.5 本项目HSE管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

（1）工艺流程分析；

（2）污染生态危害和影响分析；

（3）泄漏事故危害和风险影响分析；

（4）建立预防危害的防范措施；

（5）制定环境保护措施；

（6）建立准许作业手册和应急预案。

8.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业HSE管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表8.3-1。

表8.3-1　　本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，尽量少占地，施工结束后及时清理废弃泥浆等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		植被	保护当地植被；临时占地及时清理；		建设单位环保部门及当地环保部门
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		重点区段	各井场、管线和道路要做好防风固沙措施，管道施工尽量缩小临时占地范围		建设单位环保部门及当地环保部门
	污染防治	施工扬尘	施工现场粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		废水	处理达标后回注		建设单位环保部门及当地环保部门
		固体废物	废弃泥浆经干化处理后，按规范处置；利用工程弃土；施工废料回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		建设单位环保部门及当地环保部门
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	试压废水循环利用	建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		废气	处理后含硫率低的燃料		
		固体废弃物	集中堆放，及时处理；油泥（砂）运至有危废处置资质的单位合理处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
	事故风险		事故预防及天然气（硫化氢）泄漏应急预案	建设单位	当地环保部门

8.3.1 项目施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本项目在施工期间要实施HSE管理。施工期HSE管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

（1）宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

（2）落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如保护生态环境、防止水土流失等；

（3）及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

（4）记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与沿线各省、市（县）环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

（5）制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

8.3.2 营运期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本项目在营运期管理的主要内容是：

（1）定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

（2）制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；

（3）制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

（4）主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、天然气（硫化氢）泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

8.3.2.1 正常工况的环境管理

（1）制订必要的规章制度和操作规程，主要包括：

① 生产过程中安全操作规程；

② 设备检修过程中安全操作规程；

③ 正常运行过程中安全操作规程；

④ 各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程；

⑤ 不同岗位的规程和管理制度，如输油操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位、罐区工作岗位及巡线、抢维修岗位等；

⑥ 环境保护管理规程。

（2）员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括：基础培训、技能培训和应急培训三部分。

（3）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的环保运行记录等。

（4）落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需狠抓各项管理制度的落实，制定相应考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

8.3.2.2 事故风险的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，

要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）制定事故应急预案和建立应急系统

首先根据本项目性质、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。日常要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

8.4 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 8.4-1。

表 8.4-1　　污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	井场加热炉	燃烧废气	烟尘	0.032	0.032	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO_2	0.06	0.06	
			NO_X	0.5613	0.5613	
	油气集输	无组织排放废气	NMHC	0.141	0.141	大气
			H_2S	0.0009	0.0009	大气
生产废水	采出水		废水量	5.36×10^4	0	采出水进入英买处理厂、英买潜山联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》

						（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排。
	井下作业废水		井下作业废水	76	0	采用专用罐拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理
			COD	0.104	0	
			石油类	0.018	0	
固体废物	井场、管线等	油泥	-	0.4	0.4	桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置
	管线	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.033	0.033	桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	80～120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

8.5 环境监测

8.5.1 监测计划

（1）施工期

① 生态环境及水土保持：根据井场建设计划、管线施工计划，在整个油气田开发建设区域内进行生态调查，调查的内容主要有：各井场占地、管线施工期的占地情况，是否按照水土保持的要求去做。

② 事故状态监测：工程施工单位未落实环境保护措施发生污染事故或公众举报与投诉，以及风险事故发生时，当地环保部门均应迅速赶赴事故现场进行调查，并及时通知当地环境监测站进行现场监测，做到及时向自治区环保厅和塔里木油田分公司提供事故监测分析报告。自治区环保局出具处罚及整改条例，由当地环保局监督执行。

施工期的监测计划见表8.5-1。

表8.5-1　　钻井作业环境监测计划

监测内容	监测地点	监测项目	监测时间或频率
生态环境及水土保持	现场	井场、管线、道路占地、井场防渗等	施工结束后进行控制性监视，每年调查两季
钻井事故时	现场	大气、地表水、地下水、土壤等	即时

（2）营运期

本项目在运行期间，需对生产过程产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表8.5-2。

表8.5-2　　环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	监测方式
废气	井场、站场下风向厂界外10m	1次/年	竣工环保验收后开始	非甲烷总烃、硫化氢	委托监测
噪声	井场、站场边界	1次/年		连续等效A声级（dB）	
土壤	井场、站场下风向10m	1次/5年		石油烃(C_{10}~C_{40})	
生态	井场、站场及管道沿线	1次/年		生态恢复及水土保持措施落实情况	

项目事故应急预案中需包括应急监测程序，项目运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，制定切实可行的硫化氢监控措施，并跟踪监测硫化氢的迁移情况，直至事故影响根本消除，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制订和实施。

本项目运行期的HSE管理体系纳入塔里木油田公司HSE系统统一管理，增加相应的应急预案的修编和排污许可的变更工作。

（3）油气田服役后期

生态环境调查：检查服役结束的井场是否按照要求恢复，封固的废井是否有安全保护措施。

8.5.2 监测数据的管理

对于上述监测结果应该按照项目有关规定及时建立档案，并抄送有关环保主管部门，对于常规监测部分应该进行公开。此外，如果发现了污染和破坏问题要及时进行处理、调查并上报有关部门。

8.5.3 环境监督

（1）本项目HSE部门在油田开发建设、运行中的环保工作，除受塔里木分公司HSE的指导、管理外，还应受当地环保部门的监督。在工程建设区内开展对环境和自然生态可能产生不利影响的活动时，必须经当地环保部门批准后方可进行。

（2）在施工期，本项目HSE部门应将施工期进度报告地方环保行政主管部门，以便对环保措施实施和恢复情况进行施工期的监督管理。

（3）塔里木油田分公司 HSE 部门对本环评报告书中提出的污染治理和生态保护恢复措施的执行情况和完成情况，必须在有审批权的环保行政主管部门确认后上报验收。

（4）在塔里木油田分公司质量安全环保处协调下，本项目的环保工作要接受阿克苏地区环保局的定期和不定期检查。

8.6 施工期开展环境工程现场监理建议

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油天然气股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

① 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

② 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③ 具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

① 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

② 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③ 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④ 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.6-1。

表 8.6-1　　现场环境监理工作计划

序号	场 地	监 督 内 容	监理要求

1	新建各井场	1)井位布设是否满足环评要求 2）各站场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3）施工作业是否超越了限定范围； 4)站场绿化是否达到要求； 5）废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集输管沟开挖现场	1）集输线路由是否满足环评要求 2)施工作业是否超越了作业带宽度； 3)挖土方放置是符合要求，回填后的土方处置是否合理； 4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5）施工完成后是否进行了清理。	环评中环保措施落实到位
3	其　它	1)施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2）施工季节是否合适； 3)有无破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	

8.7 环保设施竣工验收管理

8.7.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及其批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案；

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理；

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施必须与主体工程同时建设投入运行。

8.7.2 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及其批复文件和有关设计文件规定应采取的相应的环保措施。

（2）验收清单

本项目环境保护验收建议清单见表8.7-1。

表 8.7-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--	--	--
废水	1	试压废水	循环利用	--	不外排	--	--
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	--	--	--	--
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填	--	--	--	--
	2	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运至英买作业区英买7固废场填埋处置。	--	--	--	--
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度 管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土	--	临时占地恢复到之前状态	-	--
		水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘、水土保持宣传牌	--	防止水土流失		
		防沙治沙	施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围	--	防止土地沙化		

续表 8.7-1　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
废气	1	井场加热炉燃烧废气	燃料气为返输干气，经不低于8m高的排气筒排放	--	烟尘：20mg/m³，SO_2：50mg/m³，NO_X：200mg/m³。	--	达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值烟尘：20mg/m³，SO_2：50mg/m³，NO_X：200mg/m³。
	2	井场及站场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m³	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)浓度限值
				–	场界硫化氢≤0.06mg/m³	–	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准
废	1	营运期采出水	采出水进入英买处理	--	不外排	--	--

水			厂、英买潜山联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排				
	2	营运期井下作业废水	采用专用废水回收罐收集，运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理	--	不外排	-	--
噪声	1	采油树	基础减震	—	场界达标：昼间≤60dB(A)夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区排放限值
	2	泵类	基础减震	—		—	
固废	1	油泥(砂)(HW08 071-001-08)	油泥（砂）由处理有危废处置资质单位接收处置	--	--	-	--
防渗	1	简单防渗区 井场永久占地	实施地面硬化		地面硬化	-	-
	2	管道防腐	燃料气供给管线采用普通级二层PE防腐，补口采用聚乙烯热收缩套		防腐性能良好	-	-

续表8.7-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
风险防范措施		井场及站场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	--	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-	—
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置	--	--	--	保证实施
	2	井场、站场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测	--	--	--	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》、《关于进一步加强和规范油气田	--	--	--	保证实施

			开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价				
闭井期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	--	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	--	--	--	--
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后送英买7固废填埋场	--	妥善处置不外排	-	--
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	--	恢复原貌	-	--
合计				—		-	—

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

拟建项目区位于英买油气田，地处塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠北缘，行政区划属阿克苏地区沙雅县、新和县管辖。本项目主要建设内容为：①井场工程，新建井场2座（英西1井、YM171-1H井）；②管线工程，英西1井至YG201井集油管线8.25km，YM171-1H井至YM17-1井采气管道2.5km，YM17-1井至YM171-1H井燃料气管道2.5km，YM171-1H井至YM171H井输油管道1.2km。以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。结合产量预测及井位，本工程全部依托现有计转站，油气外输及处理均依托已有地面设施。

9.1.2 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2019本）中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

9.1.3 规划符合性

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘探开发“十三五”规划》提出，要提高战略性矿产安全供应能力，加强战略性矿产安全供应能力。石油、天然气是战略性矿产，属于重点监管对象，自治区在资源配置、财政投入、重大项目、矿业用地等方面予以重点保障，提高资源安全供应能力和开发利用水平。

本项目为石油开采项目，属于新疆优势矿种、战略性矿产和重点监管对象，本项目的建设有利于提高油气资源的安全供应能力和开发利用水平，符合规划中“对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘查开发政策”的要求。

9.1.4 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间非甲烷总烃1小时平均浓度未超过《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)限值，H_2S 1小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，硫酸盐、氯化物、溶解性总固体、总硬度等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准限值，超标主要超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

（3）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（5）生态环境质量现状

英买油气田地处塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠北缘，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区；塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发

育较差，类型较为简单，广大地区为盐土、风沙土所覆盖，少量植物生长，野生动物极少。

9.1.5 污染物排放情况

本工程污染物产生及排放情况详见表9.1-1。

表9.1-1　　污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	井场加热炉	燃烧废气	烟尘	0.032	0.032	经不低于8m高的排气筒排放
			SO_2	0.06	0.06	
			NO_X	0.5613	0.5613	
	油气集输	无组织排放废气	NMHC	0.141	0.141	大气
			H_2S	0.0009	0.0009	大气
生产废水	采出水		废水量	5.36×10^4	0	采出水进入英买处理厂、英买潜山联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	76	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理
			COD	0.104	0	
			石油类	0.018	0	
固体废物	井场、管线等	油泥	-	0.4	0.4	桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置
	管线	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.033	0.033	桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	80～120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.1.6 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，工程对生态环境的影响主要来自占地影响，本项目总占地面积为9.8108hm^2，其中永久占地面积为0.2508hm^2，临时占地9.56hm^2，占地类型主要为沙地、草地，工程区地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本项目在施工期对环境空气的影响主要来自以下几个方面：一是在管线敷设、井场地面工程建设过程中产生的扬尘；二是施工机械及运输车辆尾气。本项目施工期用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。燃油废气中主要污染物为烟尘、NO_x、SO_2、烃类等。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

生产运营期的大气污染源主要是加热炉燃烧废气，油气田生产过程中油气集输、处理及外运过程中大气污染物主要是无组织泄露烃类气体。根据预测结果，加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）污染物控制要烟尘：20mg/m^3，SO_2：50mg/m^3，NO_X：200mg/m^3。非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)浓度限值限值4.0mg/m^{3}的要求，井场界H_2S的监测浓度可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）标准限值0.06mg/m^{3}要求。项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（3）声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期为主要是施工机械噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的；生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

本项目进入采油期产生的废水主要有油田开发过程中的采出水和井下作业废水。采出水经英买处理厂、英买潜山联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层；井下作业废水专用废液收集罐收集后拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（5）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为施工弃土、弃渣，施工废料。弃土、弃渣来自管沟开挖，多余土方回填管道上方或场地平整和临时施工场地恢复。施工废料部分回收利用，剩余收集后运至英买作业区英买7固废场填埋处置。

本项目运营期产生的油泥(砂)和清管废渣桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关要求，则本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

（6）土壤影响分析

正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常状况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。

（7）环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、H_2S，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。总体来说，本项目环境风险可防可控。

9.1.7 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

大气污染防治措施：本项目集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄露进入大气环境。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

废水防治措施：井下作业废水带罐作业，运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。采出水依托英买处理厂、英买潜山联合站污水处理系统处理达标后，回注地层。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

固体废物防治措施：本项目运营期产生的油泥(砂)和清管废渣桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对2口井的井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：本项目集输工程中主要风险是管线破坏引起的天然气、硫化氢泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本项目的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

9.1.8 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

9.1.9 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目环境保护投资约336万元，环境保护投资占总投资的9.9%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

9.1.10 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期

环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

9.1.11 结论

英买区块 2021 年产能建设项目（一期）属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求及建议

（1）认真落实废水、固体废物等处置措施，确保废水、固体废物得到妥善处置，以保护环境不受影响。在各井站阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

（2）严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事故的应急预案，降低事故发生概率和在发生事故时能将危害控制在最低限度。

（3）在施工完毕办理交接手续时，接受方应对废水处理和固体处置作为重要的验收指标，未达到环保要求时不得进行交接，直至满足要求时方可进行交接。

（4）严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。